

Известия

ISSN 0002-3310

Российской академии наук

ЭНЕРГЕТИКА



2023

2

СОДЕРЖАНИЕ

Перспективы России в снижении выбросов парниковых газов <i>А. В. Клименко, А. Г. Терёшин, О. Е. Прун</i>	3
Анализ уровня энергетической безопасности в Центральном и Южном федеральных округах России с применением нормированных индикативных оценок <i>С. М. Сендеров, Е. М. Смирнова, С. В. Воробьев</i>	16
Методический подход к оценке уровня значимости критически важных объектов энергетики при взаимосвязанной работе энергетических отраслей <i>С. М. Сендеров, Д. С. Крупенёв, С. В. Воробьев, Н. М. Береснева, Д. А. Бояркин</i>	31
К вопросу о расчете напряжения обратного дугового пробоя высоковольтного термоэмиссионного диода и его предельной удельной электрической мощности <i>Е. В. Онуфриева, В. В. Онуфриев</i>	46
Обзор математических моделей систем накопления энергии для моделирования электроэнергетических систем. Часть I <i>И. А. Разживин, А. А. Суворов, М. В. Андреев, Р. А. Уфа, А. Б. Аскаров</i>	58

CONTENTS

Prospects for Reducing Greenhouse Gas Emissions in Russia <i>A. V. Klimenko, A. G. Tereshin, and O. E. Prun</i>	3
Analysis of the Level of Energy Security in the Central and Southern Federal Districts of Russia Using Normalized Indicative Estimates <i>S. M. Senderov, E. M. Smirnova, and S. V. Vorobev</i>	16
Methodological Approach to Assessing the Level of Significance of Critically Important Energy Facilities in the Interconnected Operation of Energy Systems <i>S. M. Senderov, D. S. Krupenev, S. V. Vorobev, N. M. Beresneva, and D. A. Boyarkin</i>	31
On the Issue of Calculating the Reverse Arc Breakdown Voltage of a High-Voltage Thermionic Diode and Its Maximum Specific Electrical Power <i>E. V. Onufrieva and V. V. Onufriev</i>	46
A Review of Mathematical Models of Energy Storage Systems for Electric Power Systems Simulation. Part I <i>I. A. Razzhivin, A. A. Suvorov, M. V. Andreev, R. A. Ufa, and A. B. Askarov</i>	58

УДК 504.7

ПЕРСПЕКТИВЫ РОССИИ В СНИЖЕНИИ ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ

© 2023 г. А. В. Клименко¹, А. Г. Терёшин², *, О. Е. Прун^{1, 2}¹Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования “Национальный исследовательский технологический университет “МИСИС”, Москва, Россия²Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования “Национальный исследовательский университет “МЭИ”, Москва, Россия

*e-mail: nilgpe@mpei.ru

Поступила в редакцию 19.12.2022 г.

После доработки 16.01.2023 г.

Принята к публикации 20.01.2023 г.

В работе проведен анализ возможностей России по выполнению национальных обязательств по сокращению выбросов парниковых газов. Отмечается большой разброс оценок антропогенных выбросов метана и объемов эмиссии CO₂ при лесных пожарах, а также практически полное отсутствие проектов по утилизации метановых выбросов. Показано, что для России приоритетными направлениями снижения выбросов парниковых газов могут быть модернизация газотранспортной системы, использование технологий улавливания и утилизации шахтного метана и свалочного газа, совершенствование лесопользования и борьба с природными пожарами, а также энергосберегающие мероприятия. Кроме существенного климатического эффекта, они способствуют рациональному использованию энергетических ресурсов, расширению топливной базы отечественной энергетики и повышению качества окружающей среды.

Ключевые слова: изменения климата, сокращение выбросов, диоксид углерода, метан, добыча угля, полигоны ТБО, лесные пожары, энергосбережение

DOI: 10.31857/S0002331023020036, EDN: JXOTOM

ВВЕДЕНИЕ

Проблема глобальных изменений климата остается в фокусе внимания мирового сообщества, несмотря на другие потрясения планетарного масштаба, преследующие человечество в последние годы. С тех пор как в Рио-де-Жанейро в 1992 г. была подписана рамочная Конвенция ООН об изменении климата (РКИК ООН), практически ежегодно страны-участницы собираются на конференции для обсуждения хода выполнения Конвенции и формирования новых инструментов защиты климата. Результаты трех таких встреч, на которых были приняты наиболее значимые решения, представлены в табл. 1.

Анализируя табл. 1, можно отметить нарастание решительности предпринимаемых мировым сообществом мер по противодействию опасным изменениям климата, которая обусловлена сохраняющимися тенденциями глобального потепления, более глубоким пониманием существа и опасности происходящих процессов, а также медленными темпами декарбонизации мировой экономики.

Вопросы эффективности предлагаемых мер по предотвращению катастрофического изменения климата (а таким считается повышение среднеглобальной температуры выше 2°C по сравнению с доиндустриальным периодом) находятся в центре внимания научного сообщества. В частности, в [1–4] было показано, что мероприятия ни Киот-

Таблица 1. Цели и предложенные инструменты трех Конференций сторон РКИК ООН

Конференции сторон РКИК ООН	Цель	Предложенные инструменты
Киото (1997)	Снижение темпов роста среднеглобальной температуры	Обязательства группы 38 стран по ограничению эмиссии парниковых газов в 2008–2012 гг. Первые экономические механизмы международной кооперации в области снижения выбросов парниковых газов
Париж (2015)	Не допустить роста среднеглобальной температуры выше 2°C по сравнению с доиндустриальным периодом	Принятие более чем 190 странами добровольных обязательств по снижению выбросов парниковых газов после 2020 г.
Глазго (2021)	Ограничение глобального потепления в 1.5°C по сравнению с доиндустриальным периодом	1. Обязательства большинства стран, включая все крупнейшие страны-эмитенты парниковых газов, достичь климатической нейтральности в период 2050–2070 гг. 2. Обязательства группы из 109 (в настоящее время уже 130) стран снизить антропогенную эмиссию метана на 30% к 2030 г. 3. Обязательства 140 стран остановить утрату лесов к 2030 г. и в дальнейшем приступить к их восстановлению.

ского протокола (1997 г.), ни Парижского соглашения (2015 г.) не в состоянии удерживать глобальное потепление в пределах 2°C, и лишь полное выполнение решений пакта Глазго (2021 г.) способно предотвратить повышение среднеглобальной температуры выше 1.5°C (рис. 1).

1. ВЫБРОСЫ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ В РОССИИ

Россия относится к числу государств, имеющих существенную эмиссию парниковых газов (диоксид углерода, метан, закись азота и др.). Согласно данным Росгидромета (рис. 2), в 2019 г. доля диоксида углерода в суммарных выбросах парниковых газов составляла примерно 80% (1.6 млрд т, из которых примерно треть поглощалась наземными биосистемами), 15% приходилось на метан и 5% — на закись азота и прочие газы. Что касается источников, 80% всех парниковых выбросов приходится на энергетику, около 10% — на промышленные процессы, не связанные со сжиганием топлива, и примерно по 5% — на сельское хозяйство и обращение с отходами.

Россия принимает активное участие в деятельности РКИК ООН, последовательно подписав и ратифицировав все ее основные документы (за исключением Глобального обязательства по метану 2021 г.). На федеральном уровне принят ряд стратегических документов, определяющих направления климатической политики нашей страны. К числу важнейших из них следует отнести:

Климатическая доктрина Российской Федерации (утв. Распоряжением Президента РФ от 17.12.2009 г. № 861-рп);

Стратегия социально-экономического развития России с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года (утв. Распоряжением Правительства РФ от 29.10.2021 г. №3052-р);

Федеральный закон от 02.07.2021 г. № 296-ФЗ Об ограничении выбросов парниковых газов.

Согласно этим документам, Россия планирует до 2030 г. не превысить 70–75% от уровня выбросов парниковых газов в 1990 г., а к 2060 г. достичь углеродной нейтральности своей экономики (т.е. суммарные выбросы парниковых газов будут равны сум-

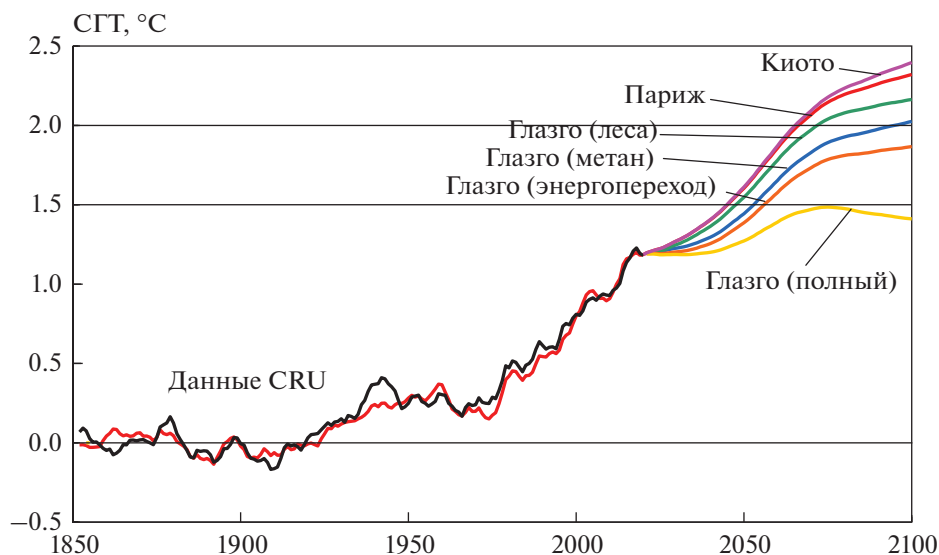


Рис. 1. Изменения среднеглобальной температуры (в отклонениях от среднего значения за 1850–1900 гг.): модельные оценки по различным сценариям [1–4] и данные инструментальных измерений Центра климатических исследований Университета Восточной Англии (CRU) [5].

марному их поглощению на территории страны биологическими и техногенными системами) (рис. 3).

Каким же образом могут быть достигнуты эти ориентиры? Попробуем оценить возможности достижения поставленных целей и обоснования перспективных путей их реализации.

Особые надежды возлагаются на “максимально полный учет поглощающей способности лесов”. Из рис. 3 видно, что в период 1990–2010 гг. сток углерода в наземную биоту существенно увеличился, что связано в первую очередь с радикальным уменьшением лесозаготовок и возделывания сельскохозяйственных земель в 1990-е гг. По мере восстановления лесозаготовительной промышленности и сельского хозяйства поглощение углекислого газа уменьшилось, и его 2.5-кратный рост к 2050 г. (при сохранении тенденций роста лесозаготовки и сельскохозяйственного производства) может быть обеспечен только массовым лесовосстановлением, на порядок превышающим современные масштабы посадок.

2. ЭНЕРГЕТИКА РОССИИ

Теперь обратимся к главному источнику парниковых газов — энергетике. Энергетика России в настоящее время основана на использовании ископаемого топлива (рис. 4а). Доля безуглеродных источников энергии (ГЭС, АЭС, возобновляемые источники энергии) составляет менее 15% (в среднем по миру — 18%). Отметим практически нулевой вклад (0.2% без учета крупных ГЭС и некоммерческого использования древесного топлива) возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в энергетику России, что резко отличается от других стран. Как было показано в [8], лишь преобладание природного газа в топливно-энергетическом балансе России пока позволяет удерживать карбоноёмкость национального энергопотребления на среднемировом уровне (рис. 4б).

Энергетическая стратегия России на период до 2035 г. [10], равно как и Стратегия низкоуглеродного развития России [11], не предполагают существенного роста доли

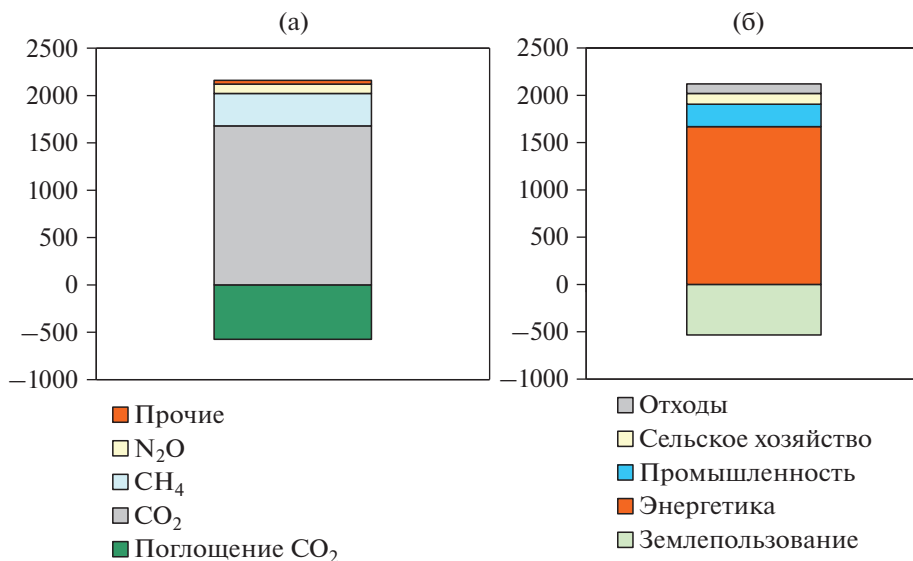


Рис. 2. Структура выбросов парниковых газов в России в 2020 г. в пересчете на диоксид углерода¹ (млн т CO₂экв) по компонентам (а) и по источникам (б) по данным Росгидромета [6].

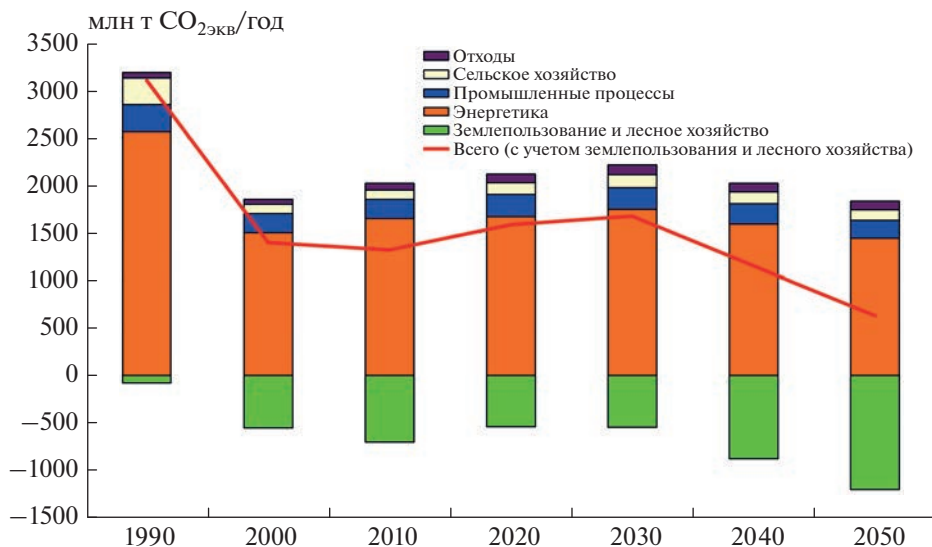


Рис. 3. Динамика выбросов и поглощения парниковых газов (в пересчете на диоксид углерода) из различных источников в России по целевому сценарию Стратегии низкоуглеродного развития [11].

ВИЭ в производстве энергии. За предыдущие 20 лет, когда обновилось около четверти российской электрогенерации (рис. 5), было введено лишь 3.7 ГВт солнечных и ветровых электростанций, и их доля в суммарной установленной мощности электростан-

¹ Пересчет ведется через переводные коэффициенты (GWP_{100} – потенциал глобального потепления), показывающие насколько большее воздействие на тепловой радиационный баланс атмосферы (по сравнению с диоксидом углерода) оказывает одинаковое количество того или другого парникового газа на 100-летнем интервале времени [7].

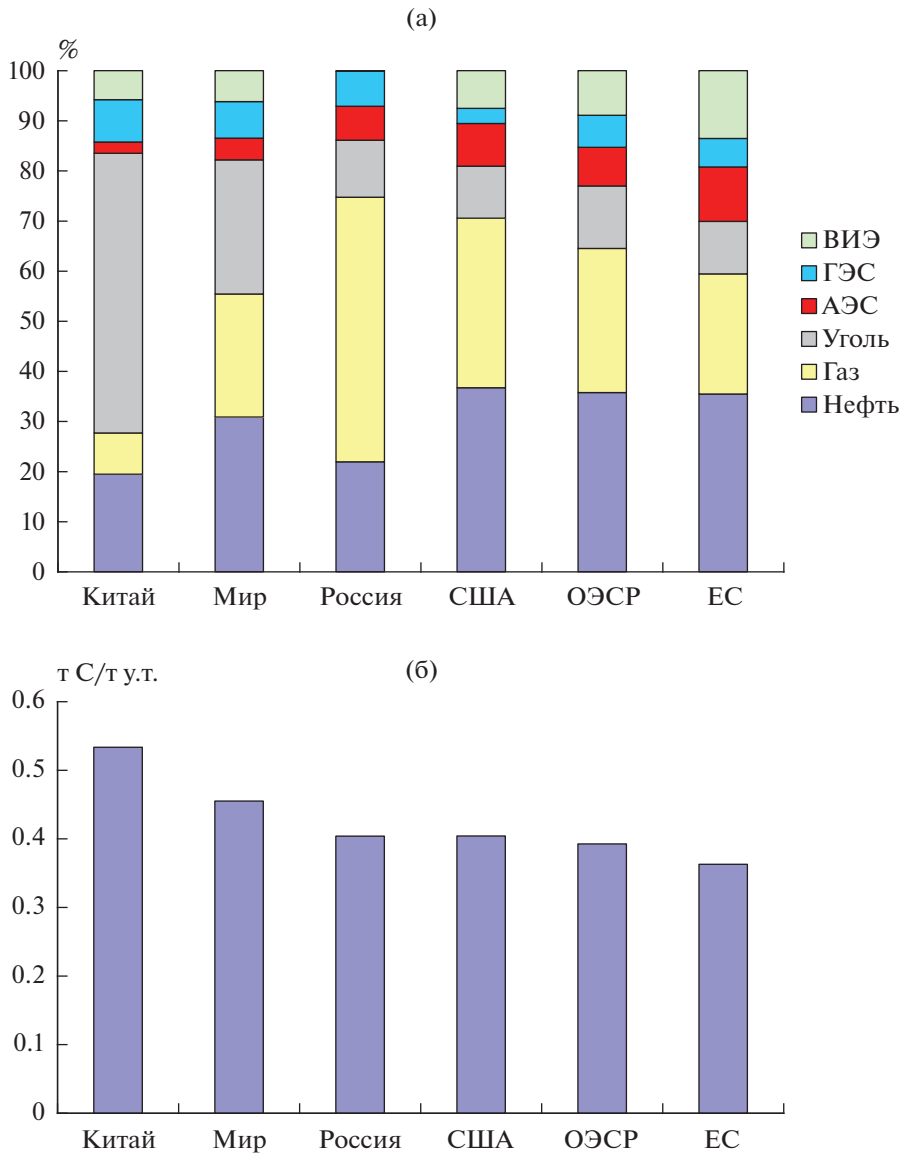


Рис. 4. Топливо-энергетические балансы (а) и удельные выбросы при производстве энергии (б) мира, ЕС, стран ОЭСР, США, Китая и России в 2020 г. по данным ВР [9].

ций не достигла и 2%. Таким образом рассчитывать на помощь ВИЭ в снижении эмиссии парниковых газов, прежде всего диоксида углерода, не приходится.

3. ЭМИССИЯ МЕТАНА НА ТЕРРИТОРИИ РОССИИ

Как было показано в [4], вслед за снижением выбросов углекислого газа при сжигании ископаемого топлива наиболее эффективным инструментом уменьшения глобального парникового эффекта должны стать мероприятия по сокращению выбросов метана и увеличению площади лесов.

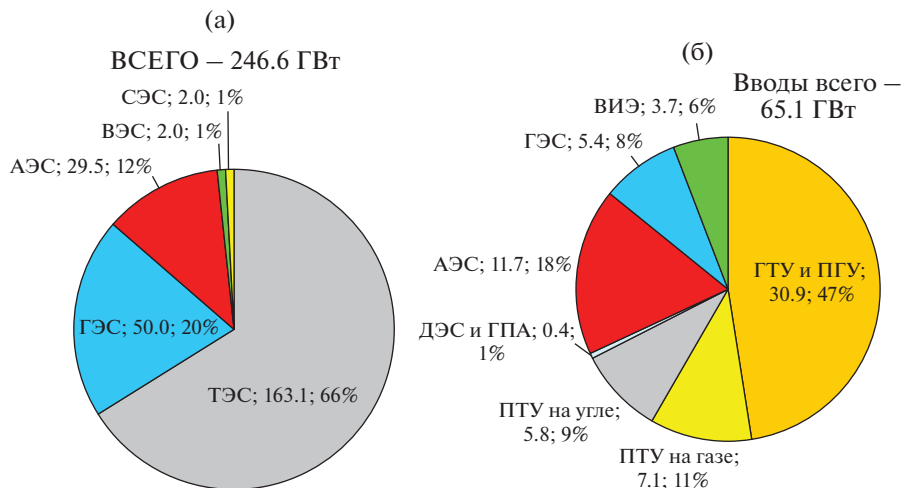


Рис. 5. Структура установленной мощности электростанций в 2022 г. (а) и вводов новой генерации в 2001–2021 гг. по данным СО ЕЭС (б).

К сожалению, в отличие от эмиссии углерода при сжигании топлива расчеты выбросов метана представляют значительно более сложную задачу и не отличаются необходимой точностью. Как видно из рис. 6, показывающего динамику выбросов CH_4 на территории страны за последние 50 лет, эти оценки могут различаться в несколько раз. Инвентаризация метановых выбросов, проводимая в 1994–2021 гг. Росгидрометом, претерпела два существенных изменения: смена методики расчетов в 2011 г. привела к увеличению оценок примерно в 1.5 раза, а модификация 2017 г. – к их снижению почти в два раза, причем основные изменения коснулись энергетических источников – шахтного метана и утечек из газопроводов (рис. 6б).

Выбросы метана в настоящее время можно оценить в 15–35 млн т ежегодно, т.е. примерно 20–50 млрд м^3 , или около 10% от ежегодного потребления природного газа экономикой России. В мире разработаны и успешно применяются различные технологии улавливания и утилизации шахтного [16, 17] и свалочного метана [18], а также производства биогаза из сельскохозяйственных отходов [19]. К сожалению, в России реализованы единичные проекты в этой области. Модернизация газотранспортной системы, использование технологий улавливания и утилизации шахтного метана и свалочного газа способны не только дать заметную экономию топлива, но и обеспечить существенный “климатический” эффект – парниковый эффект, вызываемый метаном, в 25 раз выше, чем у диоксида углерода [7].

4. ВЫБРОСЫ В ЛЕСНОМ ХОЗЯЙСТВЕ РОССИИ

Лесное хозяйство России занимает особое место в экономике и повседневной жизни страны хотя бы в силу известного факта, что ее леса составляют по площади 20%, а по запасу углерода более 10% от общего резервуара планеты. Одновременно малая плотность населения и слабое экономическое развитие лесных территорий делают затруднительным не только их охрану и восстановление, но даже учет. Если по вырубке лесов в ходе лесозаготовки, а также по лесовосстановлению ведется прямой учет, то основная опасность – лесные пожары, – оценивается по данным наблюдений – на-

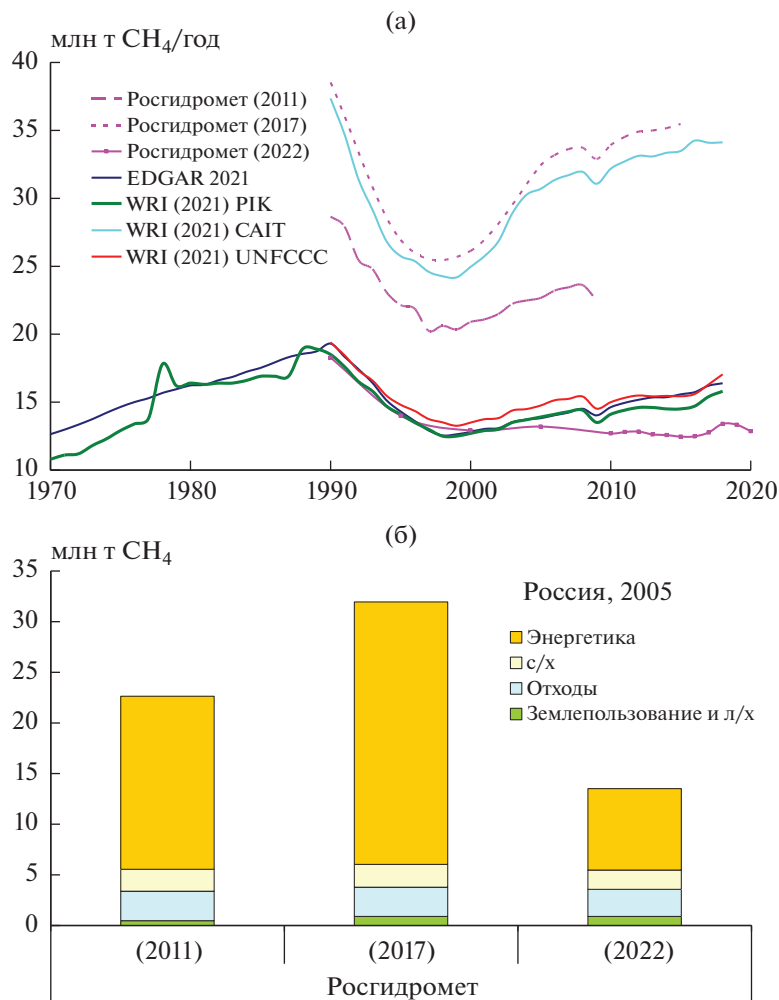


Рис. 6. Суммарные выбросы метана на территории России в 1990–2020 гг. (а) и их структура в 2005 г. (б) по оценкам Росгидромета [6, 12–13], Европейской комиссии (EDGAR) [14] и Института мировых ресурсов (WRI) [15].

земного и дистанционного зондирования. Рис. 7а демонстрирует разброс оценок гибели лесов в России от пожаров и соответствующих выбросов диоксида углерода.

Споры относительно корректности различных оценок не только не утихают, но и разгораются со временем, в том числе и на международных площадках, поскольку эти оценки формируют научный базис для осуществления Россией ее национальных стратегий в области низкоуглеродного развития и охраны климата, а также выполнения международных обязательств. В целом можно констатировать, что в последние 20 лет наблюдается тенденция к росту потерь леса и увеличения эмиссии диоксида углерода в результате лесных пожаров, причем величина этих выбросов после 2010 г. находится в диапазоне 700–1100 млн т CO₂ (рис. 7б). Таким образом, в России пожарная эмиссия составляет 50–75% от индустриальной и в 3–5 раз превышает среднемировой показатель.

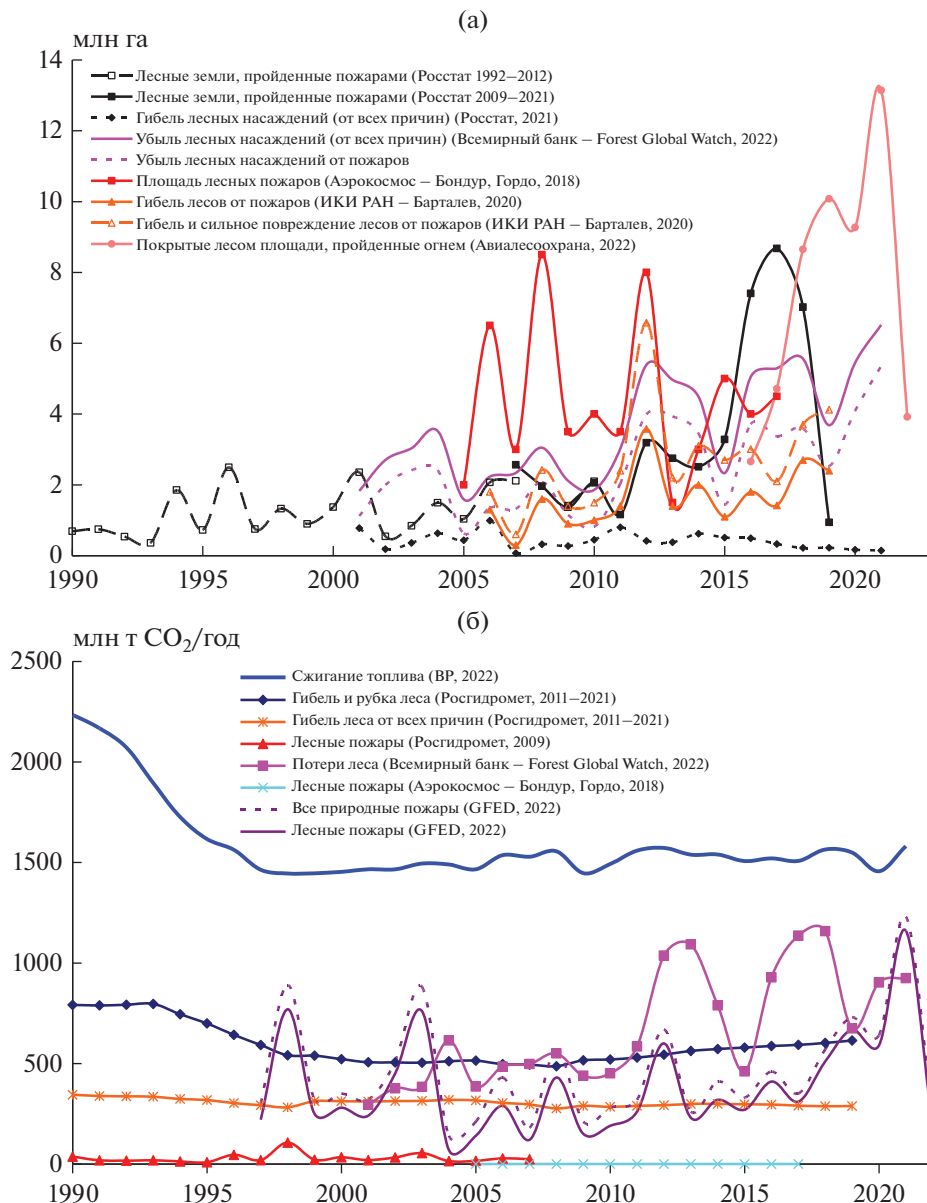


Рис. 7. Лесные площади, пройденные огнем, гибель лесов от пожаров в России (а) и соответствующие выбросы углекислого газа в сравнении с эмиссией от сжигания топлива (б) по данным инвентаризаций Росгидромета [6, 12–13], дистанционного зондирования Земли (Аэрокосмос [20–22], ИКИ РАН [23–24], Авиалесоохраны [25], программы Всемирного банка Global Forest Watch [26] и архива GFED [27]).

Это предопределяет не только особую роль охраны лесов в осуществлении Россией релевантной климату стратегии, но и саму возможность исполнения этой стратегии.

Совершенствование лесопользования, в том числе развитие энергетического использования древесины [28] и борьба с природными пожарами, могут обеспечить существенный вклад в достижение целей снижения выбросов парниковых газов.

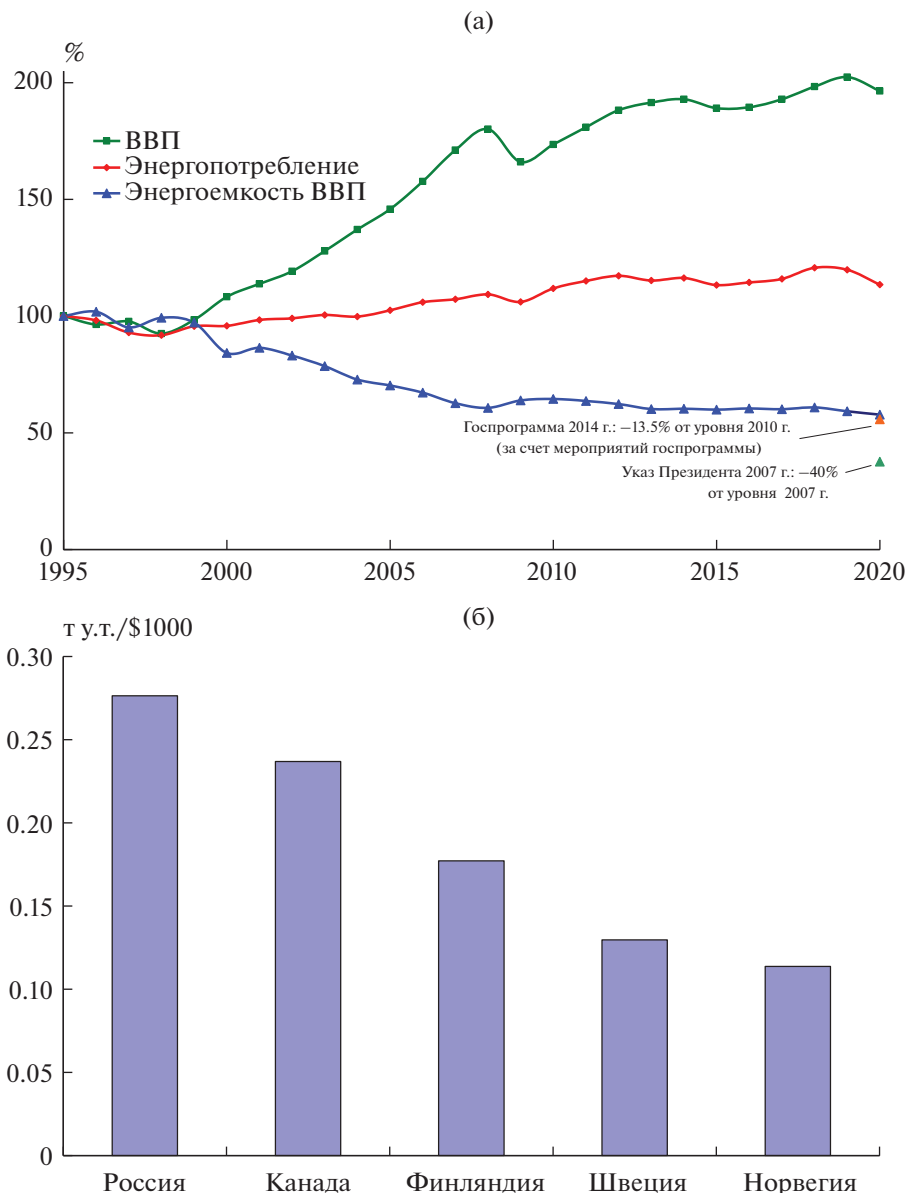


Рис. 8. Динамика энергопотребления, ВВП и его энергоемкости в России по данным Росстата [29] и целевые показатели [30–31] (а) и сравнение энергоемкости ВВП некоторых стран (по данным Всемирного банка [32]) (б).

5. ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

Еще одним заметным ресурсом снижения выбросов парниковых газов является энергосбережение, потенциал которого в России оценивается в 300 млн т у.т. На рис. 8 представлена динамика энергопотребления, ВВП и его энергоемкости в России.

Из рис. 8а видно, что после существенного снижения энергоемкости ВВП России в 2000–2008 г., что дало основание поставить целью на 2020 г. в Указе Президента

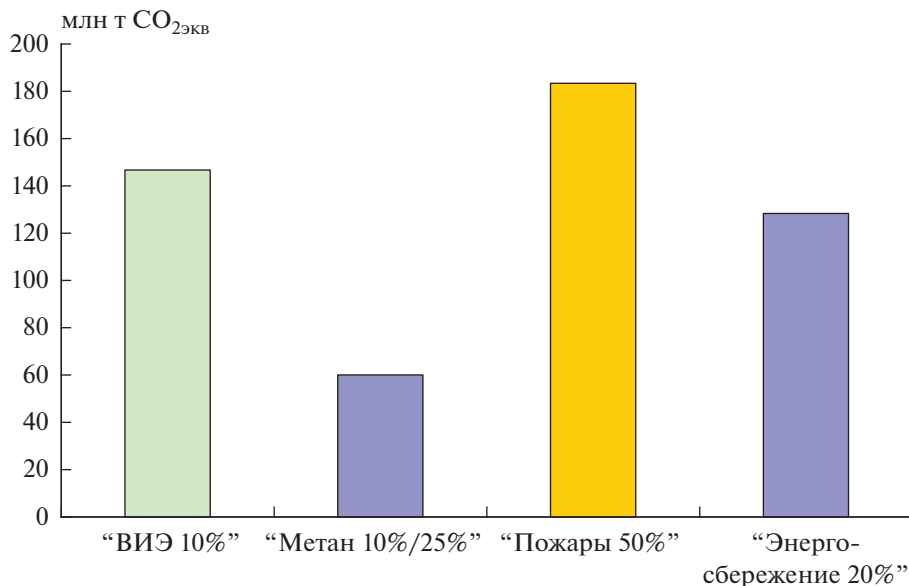


Рис. 9. Снижение выбросов парниковых газов за счет различных групп мероприятий (относительно современного уровня).

России “О некоторых мерах по повышению энергетической и экологической эффективности российской экономики” [31] снижение ее на 40% по сравнению с уровнем 2007 г. (рис. 8а), темпы роста энергоэффективности экономики России упали практически до нуля. В результате в качестве целевого ориентира государственной программы Российской Федерации “Энергоэффективность и развитие энергетики” (2014 г.) [30] на 2020 г. было принято снижение энергоемкости ВВП всего на 13.5% от уровня 2010 г., что и было достигнуто (рис. 8а). Рис. 8б показывает, что в настоящее время энергоемкость ВВП России примерно на 15% выше аналогичного показателя наиболее близкой по размерам, климатическим условиям и структуре экономики Канады и в 2.5 раза выше, чем у также холодной и ориентированной на добычу углеводородов Норвегии.

6. ПУТИ СНИЖЕНИЯ ЭМИССИИ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ В РОССИИ

На основе анализа приведенной выше информации были сформированы следующие группы мероприятий по снижению выбросов парниковых газов на территории России:

- 1) “ВИЭ 10%” — увеличение доли ВИЭ в энергобалансе страны до 10% (это потребует ввода более 50 ГВт солнечных и ветровых электростанций);
- 2) “Метан 25%/10%” — снижение утечек в газотранспортной системе на 25% и утилизация 10% шахтного и свалочного метана, а также отходов сельского хозяйства;
- 3) “Пожары 50%” — сокращение ежегодных лесных пожаров на 50% (целевой ориентир Указа Президента Российской Федерации от 15 июня 2022 г. № 382 “О мерах по сокращению площади лесных пожаров в Российской Федерации”);
- 4) “Энергосбережение 20%” — реализация малозатратных энергосберегающих мероприятий [33].

На рис. 9 приведено сравнение возможных объемов сокращения выбросов парниковых газов за счет реализации мероприятий этих групп.

Замена выработки тепловых станций в объеме примерно 100 млрд кВт ч/год на безуглеродные источники (кроме 50 ГВт ВИЭ, это могут быть АЭС — примерно 15 гигаваттных реакторов, или ГЭС масштаба Ангара—Енисейского каскада) приведет к снижению выбросов диоксида углерода (за счет замещения органического топлива, сжигаемого на ГЭС) в объеме около 150 млн т/год.

Модернизация газотранспортной системы и утилизация метана угольных шахт и полигонов ТКО обеспечит эквивалентное уменьшение выбросов этого парникового газа в масштабе 60 млн т $\text{CO}_{2\text{экв}}$ /год. Двукратное уменьшение потерь леса от пожаров снизит выбросы диоксида углерода в атмосферу в среднем на 180 млн т/год. Реализация малозатратных энергосберегающих мероприятий — почти 130 млн т/год.

Как видно из приведенных результатов расчетов, совместная реализация “метановых”, “лесных” и “энергосберегающих” мероприятий дает эффект почти в 2.5 раза превышающий эффект строительства гигантского парка ВИЭ-генерации.

ВЫВОДЫ

Для России приоритетными направлениями снижения выбросов парниковых газов могут быть комплексные мероприятия, климатический эффект которых сопровождается расширением топливной базы отечественной энергетики, экономией природных ресурсов, ростом промышленной безопасности и повышением качества окружающей среды:

- модернизация газотранспортной системы, использование технологий улавливания и утилизации шахтного метана и свалочного газа;
- совершенствование лесопользования и борьба с природными пожарами;
- повышение энергоэффективности во всех отраслях экономики.

Работа выполнена при поддержке Российского научного фонда (проект № 22-29-00680).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Клименко В.В., Безносова Д.С., Терешин А.Г. Есть ли будущее у Киотского протокола? // Теплоэнергетика. 2006. № 5. С. 2—9.
2. Клименко В.В., Микушина О.В., Терешин А.Г. Парижская конференция по климату — поворотный пункт в истории мировой энергетики // Доклады Академии наук. 2016. Т. 468. № 5. С. 521—524.
<https://doi.org/10.7868/S0869565216170102>
3. Клименко В.В., Клименко А.В., Микушина О.В., Терешин А.Г. Избежать потепления на 2°C — миссия невыполнима // Теплоэнергетика. 2016. № 9. С. 3—8.
<https://doi.org/10.1134/S0040363616090022>
4. Клименко В.В., Микушина О.В., Терешин А.Г. Глазго-2021: трудная дорога к цели в 1.5°C // Доклады Российской академии наук. Физика, технические науки. 2022. Т. 505. С. 50—56.
<https://doi.org/10.31857/S2686740022040046>
5. Центр климатических исследований Университета Восточной Англии (CRU) — URL: <http://www.cru.uea.ac.uk/cru/data/temperature/> (дата обращения 01.12.2022).
6. Национальный доклад о кадастре антропогенных выбросов из источников и абсорбции поглотителями парниковых газов, не регулируемых Монреальским протоколом, за 1990—2020 гг. (ч. 1) М.: Росгидромет, 2022.
7. Climate Change 2013. The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change / Edited by T.F. Stocker, D. Qin, G.-K. Plattner, M.M.B. Tignor, S.K. Allen, J. Boschung, A. Nauels, Y. Xia, V. Bex, P.M. Midgley. Cambridge, UK and New York, NY, USA: Cambridge University Press, 2013.
8. Клименко В.В., Клименко А.В., Терешин А.Г. От Рио до Парижа через Киото: как усилия по охране глобального климата влияют на развитие мировой энергетики // Теплоэнергетика. 2019. № 11. С. 5—15.
<https://doi.org/10.1134/S004036361911002X>
9. BP Statistical Review of World Energy 2022. London: BP p.l.c., 2022. 58 p.
10. Энергетическая стратегия России на период до 2035 г. Утв. расп. Правительства РФ от 9 июня 2020 г. № 1523-р.

11. Стратегия социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 г. Утв. расп. Правительства РФ от 29 октября 2021 г. № 3052-р.
12. Национальный доклад о кадастре антропогенных выбросов из источников и абсорбции поглотителями парниковых газов, не регулируемых Монреальским протоколом, за 1990–2009 гг. (ч. 1) / Научн. рук. Израэль Ю.А. М.: Росгидромет, 2011.
13. Национальный доклад о кадастре антропогенных выбросов из источников и абсорбции поглотителями парниковых газов, не регулируемых Монреальским протоколом, за 1990–2015 гг. (ч. 1) М.: Росгидромет, 2017.
14. Emissions Database for Global Atmospheric Research (EDGAR), release EDGAR v6.0_GHG (1970–2018) of May 2021. European Commission, Joint Research Centre (EC-JRC)/Netherlands Environmental Assessment Agency (PBL). <https://edgar.jrc.ec.europa.eu> (дата обращения 01.12.2022).
15. CAIT Climate Data Explorer. Washington, DC: World Resources Institute, 2022. <https://www.wri.org/data/cait-climate-data-explorer> (дата обращения 01.12.2022).
16. Харионовский А.А., Данилова М.Ю. Использование угольного метана – важный фактор производственной и экологической безопасности угольных шахт (обзор) // Экология промышленного производства. 2018. № 1 (101). С. 60–70.
17. Поздеев Е.Э., Комиссаров И.А. Международный опыт утилизации и перспективы использования дегазационного метана в условиях АО “СУЭК-Кузбасс” // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2021. № 3 (123). С. 61–65.
18. Вострецов С.П. Оптимизация использования биогаза полигонов ТКО // Твердые бытовые отходы. 2017. № 9 (135). С. 42–45.
19. Анажев А.К., Шехмачев Ю.А. Инновационные технологии и техника утилизации отходов животноводства // Известия Кабардино-Балкарского государственного аграрного университета им. В.М. Кокова. 2021. № 3 (33). С. 79–83
20. Бондур В.Г., Гордо К.А. Космический мониторинг площадей, пройденных огнем, и объемов эмиссий вредных примесей при лесных и других природных пожарах на территории Российской Федерации // Исследование Земли из космоса. 2018. № 3. С. 41–55.
21. Бондур В.Г., Воронова О.С., Черепанова Е.В., Цидилина М.Н., Зима А.Л. Пространственно-временной анализ многолетних природных пожаров и эмиссий вредных газов и аэрозолей в России по космическим данным // Исследование Земли из космоса. 2020. № 4. С. 3–17.
22. Бондур В.Г., Цидилина М.Н., Черепанова Е.В. Космический мониторинг воздействия природных пожаров на состояние различных типов растительного покрова в федеральных округах Российской Федерации // Исследование Земли из космоса. 2019. № 3. С. 13–32.
23. Лупян Е.А., Барталев С.А., Балашов И.Б., Егоров Б.А., Ершов Д.Б., Кобец Д.А., Сенько К.С., Стыцено Ф.Б., Сычугов И.Г. Спутниковый мониторинг лесных пожаров в 21 веке на территории Российской Федерации (цифры и факты по данным детектирования активного горения) // Современные проблемы дистанционного зондирования Земли из космоса. 2017. Т. 14. № 6. С. 158–175. <https://doi.org/10.21046/2070-7401-2017-14-6-158-175>
24. Барталев С.А. Крупномасштабные изменения лесов России в XXI веке по данным спутниковых наблюдений // Лекции школы-конференции молодых ученых по проблемам дистанционного зондирования растительного покрова высокоширотных регионов в контексте изменения климата и других воздействий. 16–17 ноября 2020 г. М.: ИКИ РАН, 2020. http://conf.rse.geosmis.ru/files/pdf/18/8465_Bartalev_YSS_2020_Eng.pdf
25. Информационная система дистанционного мониторинга Федерального агентства лесного хозяйства. ФГУП “Авиалесоохрана”. Сводный отчет о лесных пожарах по данным космического мониторинга. https://public.aviales.ru/main_pages/public.shtml (дата обращения 01.12.2022).
26. Global Forest Watch. World Resources Institute, 2022. <https://www.globalforestwatch.org/> (дата обращения 01.12.2022).
27. Global Fire Emissions Database, Version 4, (GFEDv4). Oak Ridge National Laboratory (ORNL) Distributed Active Archive Center (DAAC), 2022. https://daac.ornl.gov/VEGETATION/guides/fire_emissions_v4.html (дата обращения 01.12.2022).
28. Клименко В.В., Терешин А.Г., Микушина О.В. Влияние изменений атмосферы и климата на энергетический потенциал лесов России // Доклады РАН. 2019. Т. 488. № 6. С. 612–618. <https://doi.org/10.31857/s0869-56524886612-618>
29. Федеральная служба государственной статистики (Росстат) <https://rosstat.gov.ru/> (дата обращения 01.12.2022).
30. Государственная программа “Энергоэффективность и развитие энергетики Российской Федерации”. Утв. Пост. Правительства РФ от 15 апреля 2014 г. № 321.
31. Указ Президента РФ от 4 июня 2008 г. N 889 “О некоторых мерах по повышению энергетической и экологической эффективности российской экономики”
32. World Bank. <https://data.worldbank.org/> (дата обращения 01.12.2022).
33. Гаряев А.Б., Яковлев И.В., Клименко А.В., Данилов О.Л., Очков В.Ф., Вакулко А.Г. Энергосбережение в теплоэнергетике и теплотехнологиях / под ред. А.В.Клименко. М.: Изд-во МЭИ, 2021.

Prospects for Reducing Greenhouse Gas Emissions in Russia**A. V. Klimenko^a, A. G. Tereshin^{b, *}, and O. E. Prun^{a, b}**^a*National Research Technological University “MISIS”, Moscow, Russia*^b*National Research University “MPEI”, Moscow, Russia***e-mail: nilgpe@mpei.ru*

The paper analyzes Russia's ability to meet national obligations to reduce greenhouse gas emissions. There is a wide variation in estimates of anthropogenic methane emissions and CO₂ emissions from forest fires, as well as an almost complete absence of projects for the utilization of methane emissions. It is shown that for Russia, the priority areas for reducing greenhouse gas emissions can be the modernization of the gas transmission system, the use of technologies for capturing and utilization of coalbed methane and landfill gas, improving forest management and combating natural fires, as well as energy-saving measures. In addition to a significant climatic effect, they contribute to the rational use of energy resources, the expansion of the fuel base of the national energy sector and the improvement of the quality of the environment.

Keywords: climate change, emission reduction, carbon dioxide, methane, coal mining, solid waste landfills, forest fires, energy conservation

УДК 621.311.1

АНАЛИЗ УРОВНЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ В ЦЕНТРАЛЬНОМ И ЮЖНОМ ФЕДЕРАЛЬНЫХ ОКРУГАХ РОССИИ С ПРИМЕНЕНИЕМ НОРМИРОВАННЫХ ИНДИКАТИВНЫХ ОЦЕНОК

© 2023 г. С. М. Сендеров^{1, 2}, Е. М. Смирнова^{1, *}, С. В. Воробьев¹

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

²Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования Иркутский национальный исследовательский технический университет, Иркутск, Россия

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

Поступила в редакцию 28.12.2022 г.

После доработки 16.01.2023 г.

Принята к публикации 20.01.2023 г.

В статье приводятся подходы к оценке уровня энергетической безопасности регионов России с использованием аппарата свертки качественных оценок состояния важнейших индикаторов энергетической безопасности. Также представлен пример использования нового подхода к формированию нормализованных значений индикаторов энергетической безопасности и нормированных качественных оценок состояния энергетической безопасности. Показаны основные тенденции и масштабы энергетической безопасности субъектов РФ, расположенных на территориях Центрального и Южного федеральных округов.

Ключевые слова: энергетическая безопасность, топливо- и энергоснабжение, Центральный федеральный округ, Южный федеральный округ, индикативный анализ

DOI: 10.31857/S0002331023020073, **EDN:** KEDKRG

ВВЕДЕНИЕ

Понятие энергетической безопасности (ЭБ) трактуется как “состояние защищенности граждан, общества, государства, экономики от угроз дефицита в обеспечении их потребностей в энергии экономически доступными энергетическими ресурсами приемлемого качества, от угроз нарушения бесперебойности энергоснабжения” [1–6].

Индикативная оценка уровня ЭБ конкретного региона страны в настоящее время осуществляется по трем, в значительной степени взаимосвязанным, блокам индикаторов: производственной и ресурсной обеспеченности системы топливо- и энергоснабжения региона; надежности системы топливо- и энергоснабжения региона; состояния основных производственных фондов (ОПФ) систем энергетики на территории региона, табл. 1 [1].

С учетом особенностей энергоснабжения отдельных регионов, ранее в ИСЭМ СО РАН [1, 4, 5 и др.], были экспертно определены пороговые значения индикативных показателей для разных групп субъектов РФ, также относительные удельные веса индикаторов в общей системе их ценности. С использованием метода свертки полученных значений анализируемых индикаторов формировались интегральные оценки состояния ЭБ субъектов РФ.

Таблица 1. Состав важнейших индикаторов энергетической безопасности регионального уровня

1. Блок производственной и ресурсной обеспеченности системы топливо- и энергоснабжения региона
1.1. Отношение суммарной располагаемой мощности электростанций региона к максимальной электрической нагрузке потребителей на его территории.
1.2. Отношение суммы располагаемой мощности электростанций и пропускной способности межсистемных связей региона к соседними к максимальной электрической нагрузке потребителей на его территории.
1.3. Возможности удовлетворения потребностей в КПП из собственных источников региона.
2. Блок надежности топливо- и энергоснабжения региона
2.1. Доля доминирующего ресурса в общем потреблении КПП на территории региона.
2.2. Доля наиболее крупной электростанции в установленной электрической мощности региона.
2.3. Уровень потенциальной обеспеченности спроса на топливо в условиях резкого похолодания (10% наброс потребления) на территории региона.
3. Блок состояния ОПФ систем энергетики на территории региона
3.1. Степень износа ОПФ энергетического хозяйства региона.
3.2. Отношение среднегодового ввода установленной мощности и реконструкции электростанций региона за предшествующий 5-летний период к установленной мощности региона.

В связи с тем, что отдельные индикаторы ЭБ измеряются в разных единицах, интегральная оценка ЭБ региона может быть получена с использованием принципа нормализации значений индикаторов в зависимости от соотношения их значений с пороговыми значениями. Для этого можно применить модернизированный аппарат нормализации, полученный на основе используемого ранее в [7]. Предлагаемый авторами подход отличается от изложенного в [7] тем, что позволяет работать как с возрастающими, так и с убывающими значениями индикаторов, то есть теми индикаторами, состояние которых улучшается по мере возрастания значения и с теми, состояние которых улучшается по мере убывания их значений.

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

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

где X_i^H — нормализованное значение индикатора i в анализируемом периоде, отн. ед; X_i^t — фактическое значение индикатора в системе исходных единиц; $X_{ПК,i}$, $X_{К,i}$ — соответственно, пороговые значения предкризисного и кризисного состояний индикатора i в системе исходных единиц.

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

Ниже представлены результаты оценки уровня энергетической безопасности субъектов РФ, расположенных на территориях Центрального (ЦФО) и Южного (ЮФО) федеральных округов, полученные без использования аппарата нормализации значений индикаторов. Затем, с целью более адекватного сопоставления результатов анализа и формирования интегральных оценок состояния ЭБ в разных регионах, будет показано применение подхода нормализации значений индикаторов.

Таблица 2. Состояние индикаторов на территории субъектов ЮФО округа по блоку производственной и ресурсной обеспеченности системы топливо- и энергоснабжения за 2016, 2020 гг.

Край, область	Индикатор ¹	Ед. изм.	Границы перехода качественных значений ²		Значение и состояние индикатора, год			
			Н	К	2016		2020	
Краснодарский край и Республика Адыгея	1.1	ед.	0.5	0.3	0.46	ПК	0.43	ПК
	1.2	ед.	1.5	1.2	1.78	Н	1.66	Н
	1.3	%	60	40	134.7	Н	88.9	Н
Астраханская область	1.1	ед.	0.5	0.3	1.14	Н	1.62	Н
	1.2	ед.	1.5	1.2	3.99	Н	4.58	Н
	1.3	%	60	40	463.5	Н	391.9	Н
Волгоградская область	1.1	ед.	0.5	0.3	1.85	Н	1.66	Н
	1.2	ед.	1.5	1.2	4.08	Н	3.53	Н
	1.3	%	40	20	24.13	ПК	21.66	ПК
Ростовская область	1.1	ед.	0.5	0.3	2.15	Н	2.08	Н
	1.2	ед.	1.5	1.2	3.44	Н	3.34	Н
	1.3	%	40	20	32.45	ПК	50.56	Н
Республика Калмыкия	1.1	ед.	0.7	0.5	0.22	К	3.43	Н
	1.2	ед.	1.5	1.2	3.36	Н	2.84	Н
	1.3	%	60	40	18.92	К	19.29	К
Республика Крым и г. Севастополь	1.1	ед.	1.2	1.1	0.86	К	1.37	Н
	1.2	ед.	1.5	1.2	2.05	Н	2.26	Н
	1.3	%	100	80	35	К	35	К

¹ Номер индикатора соответствует нумерации в табл. 1.

² Границы перехода значения индикатора в состояние (“Н” — приемлемое (нормальное); “К” — кризисное состояние ЭБ). Промежуточная ситуация признается предкризисным состоянием (“ПК”).

РЕЗУЛЬТАТЫ ИНДИКАТИВНОГО АНАЛИЗА ЭБ ПО РЕГИОНАМ ЮФО

В табл. 2–4 представлена информация о качественном состоянии индикаторов ЭБ по субъектам РФ на территории Южного ФО, а также качественная характеристика состояния энергетической безопасности данных субъектов за 5 лет: с 2016 по 2020 гг., в соответствии со статистической информацией [8–10] (табл. 2–5). В этом анализе Республика Адыгея учитывается внутри Краснодарского края, а г. Севастополь внутри Крымского полуострова.

По итогам 2020 г. по первому блоку индикаторов (табл. 2) наблюдается приемлемая ситуация только в Астраханской и Ростовской области за счет достаточного количества электрической мощности в регионе и наличия межсистемных электрических связей.

В Краснодарском крае и Республике Адыгея наблюдается предкризис по инд. 1.1, однако заметна положительная динамика благодаря увеличению электрогенерирующей мощности региона в 2020 г. за счет ввода ряда СЭС. При этом обеспечение максимальной электрической нагрузки достигается наличием достаточных по мощности возможных перетоков связей с соседними регионами.

В Волгоградской области предкризисная ситуация связана с недостаточными возможностями покрытия требуемых объемов КПП из собственных источников. Производство топочного мазута и добыча природного газа составляют менее 30% от требуемых объемов потребляемого топлива в регионе.

Таблица 3. Характеристика состояния индикаторов на территории субъектов ЮФО по блоку надежности топливо- и энергоснабжения за 2016, 2020 гг.

Край, область	Индикатор	Ед. изм.	Границы перехода качественных значений		Значение и состояние индикатора, год			
			Н	К	2016		2020	
Краснодарский край и Республика Адыгея	2.1	%	40	70	98.69	К	97.93	К
	2.2	%	50	70	45.8	Н	45.54	Н
Астраханская область	2.1	%	>90		97.75	Н	97.83	Н
	2.2	%	50	70	51.08	ПК	33.08	Н
Волгоградская область	2.1	%	40	70	95.41	К	86.71	К
	2.2	%	50	70	65.5	ПК	58.9	ПК
Ростовская область	2.1	%	40	70	80.29	К	79.58	К
	2.2	%	50	70	36.07	Н	30.49	Н
Республика Калмыкия	2.1	%	40	70	99.6	К	99.7	К
	2.2	%	50	70	94.7	К	28	Н
Республика Крым и г. Севастополь	2.1	%	40	70	93.54	К	96.77	К
	2.2	%	50	50	7.05	Н	23.21	Н

В Ростовской области наблюдается улучшение ситуации по индикатору 1.3 с увеличением доли собственных источников в балансе КПП с 30 до 50%. С достаточным запасом обеспечивается максимальная электрическая нагрузка.

Значительно изменилась ситуация в Республике Калмыкия к 2020 г., и на данный момент регион достаточно обеспечен собственными источниками электроэнергии для покрытия требуемых объемов. Производства КПП в регионе недостаточно, поэтому ситуация, описываемая данным индикатором, оценивается как кризисная.

Улучшилась ситуация в Республике Крым, перейдя в область приемлемых значений, за счет увеличения установленной электрической мощности региона.

По второму блоку индикаторов (табл. 3) в Краснодарском крае и Республике Адыгея кризисная ситуация по инд. 2.1 обусловлена долей газа в балансе КПП – 98%.

В Астраханской области показатели инд. 2.2 перешли в область приемлемых значений за счет снижения доли Астраханской ТЭЦ-2 при увеличении установленной мощности региона на 150 МВт в связи с вводом в эксплуатацию ряда солнечных электростанций. В Волгоградской и Ростовской областях, Республиках Крым и Калмыкия наблюдается кризисная ситуация с точки зрения ЭБ по индикатору 2.1 из-за слишком высокой доли газа в балансе потребления КПП.

Переход из кризисных значений в область приемлемых отмечен в Республике Калмыкия (инд. 2.2). Благодаря вводу Целинской и Салынской ВЭС общей мощностью 200 МВт доля доминирующего источника в располагающей мощности региона снизилась с 95 до 28%.

В состав важнейших индикативных показателей входит еще один индикатор – 2.3, отражающий уровень потенциальной обеспеченности спроса на ТЭР в условиях резкого похолодания (10% наброс потребления) на территории региона. Оценивается он по результатам специализированных модельных исследований, описанных в [2, 3] как величина обеспеченности потребителей котельно-печным топливом при возможном похолодании, с увеличением потребления КПП на 10%.

Субъекты ЮФО относятся к регионам с умеренным (умеренно холодным) климатом (температура наиболее холодной пятидневки от –20 °С до –30 °С [11]). Кризисное пороговое значение для таких регионов принято 90% [4]. Исследования проводились

Таблица 4. Характеристика состояния индикаторов на территории субъектов ЮФО по блоку состояния ОПФ систем энергетики за 2016, 2020 гг.

Край, область	Индикатор	Ед. изм.	Границы перехода качественных значений		Значение и состояние индикатора, год			
			Н	К	2016		2020	
Краснодарский край и Республика Адыгея	3.1	%	40	60	37	Н	44.7	ПК
	3.2	%	2	1	13.6	Н	1.4	ПК
Астраханская область	3.1	%	40	60	45.3	ПК	51.7	ПК
	3.2	%	2	1	7.4	Н	2.7	Н
Волгоградская область	3.1	%	40	60	59.4	ПК	62	К
	3.2	%	2	1	0.8	К	0.3	К
Ростовская область	3.1	%	40	60	38	Н	43.7	ПК
	3.2	%	2	1	5.5	Н	2.1	Н
Республика Калмыкия	3.1	%	40	60	51	ПК	47	ПК
	3.2	%	2	1	2.5	Н	26.3	Н
Республика Крым и г. Севастополь	3.1	%	40	60	55.7	ПК	42.7	ПК
	3.2	%	2	1	8.3	Н	0	К

при одновременном гипотетическом понижении средней температуры января на большинстве территорий Южного ФО.

Почти для всех субъектов ЮФО увеличенное потребление может быть полностью обеспечено, что соответствует зоне приемлемых состояний. Исключение составляют Краснодарский край и Республика Адыгея, где ситуация оценивается как предкризисная. Республика Крым относится к регионам со сравнительно мягким климатом (температура наиболее холодной пятидневки -17°C [11]), однако из-за слишком большой зависимости от природного газа по данному индикатору ситуация кризисная.

По третьему блоку индикаторов полностью приемлемой ситуацию нельзя назвать ни в одном из рассматриваемых субъектов, табл. 4.

В Краснодарском крае и Республике Адыгея были проведены капитальные ремонты и модернизация на Сочинской ТЭС и на Краснополянской ГЭС с общим увеличением мощности на 10 МВт, а также ввод ветроустановок в 2020 г. на Адыгейской ВЭС мощностью 150 МВт и ввод Адыгейской СЭС мощностью 4 МВт. Однако по результатам пятилетнего периода значения индикаторов перешли в предкризисную и кризисную области по обоим индикаторам блока.

В Астраханской области значения индикатора износа ОПФ энергетики находятся в области предкризисных значений. По инд. 3.2 состояние приемлемое, обусловленное развитием в регионе возобновляемых источников энергии, таких как солнечные электростанции: ввод в 2017 г. СЭС Заводская (15 МВт), в 2019 г. — Ахтубинская, Михайловская и Лиманская, общей мощностью 105 МВт; в 2020 г. — Октябрьская и Песчаная СЭС, общей мощностью 30 МВт.

В Волгоградской области ухудшается ситуация по третьему блоку индикаторов. Отсутствие серьезных капитальных ремонтов, демонтаж и выводы оборудования, недостаточная модернизация, все это усугубило общее состояние ОПФ энергетического хозяйства региона. Из последних вводов мощностей до 2019 г. была запущена в работу только Волгоградская СЭС (25 МВт) в 2017 г.

Ростовская область в предкризисное состояние перешла из приемлемых по показателям износа ОПФ энергетического хозяйства. При этом ввод мощностей за последние пять лет позволяет оставаться региону в области приемлемых значений: ввод 324 МВт Новочеркасской ГРЭС, модернизация на Ростовской ТЭЦ 2 (20 МВт), в 2020 г. ввод четырех ВЭС общей мощностью 350 МВт.

Республика Калмыкия находится в предкризисном состоянии по степени износа ОПФ (инд. 3.1). Благодаря вводу в эксплуатацию ряда СЭС общей мощностью 330 МВт по инд. 3.2 ситуация оценивается как приемлемая.

В Республике Крым проходит обновление и модернизация ОПФ энергетического хозяйства с 2016 г., однако к 2020 г. по индикатору 3.2 в республике отмечено кризисное состояние. Энергосистема Крыма была подключена к ЕЭС России за счет ввода энергомоста мощностью 800 МВт в 2015–2016 гг. В 2019 г. было введено 970 МВт (ПГУ на Балаклавской, Таврической ТЭС и Сакской ТЭЦ). В ноябре 2020 г. для передачи мощности с Ростовской АЭС на юг Таманского полуострова в эксплуатацию введена высоковольтная линия 500 кВ, в результате чего степень износа ОПФ энергетического хозяйства по региону значительно изменилась, но общее состояние оценивается как предкризисное.

ИНТЕГРАЛЬНАЯ ОЦЕНКА ЭБ ПО РЕГИОНАМ ЮФО

Для того, чтобы получить качественную оценку уровня ЭБ того или иного региона, необходимо использовать механизм свертки значений индикаторов, то есть произвести некую интегральную оценку уровня ЭБ. Каждый из перечисленных выше индикаторов имеет экспертно сформированное и обоснованное пороговое значение с учетом условий энергоснабжения рассматриваемого региона. Таким образом, при сопоставлении количественного значения индикатора с его пороговым значением можно качественно оценить уровень ЭБ в аспекте, описываемом данным индикатором.

Состояние того или иного индикатора, в зависимости от расположения его значений на шкале состояний, можно оценить следующим образом:

$$f(S_i) = \begin{cases} \text{Н}, & S_i < S_i^{\text{ПК}} \\ \text{ПК}, & S_i^{\text{ПК}} \leq S_i < S_i^{\text{К}} \\ \text{К}, & S_i \geq S_i^{\text{К}} \end{cases} \quad i = 1, n, \quad (2)$$

где n — количество оцениваемых индикаторов; S_i — фактическое (ожидаемое) значение i -го индикатора; $S_i^{\text{ПК}}$, $S_i^{\text{К}}$ — значения предкризисного и кризисного пороговых значений i -го индикатора; Н, ПК, К — качественная оценка состояния индикатора: нормальное, предкризисное и кризисное соответственно.

Для получения комплексной оценки уровня энергетической безопасности по региону важным шагом является определение значимости конкретного (i -го) индикатора в общей шкале индикаторов или вычисление его “удельного веса” в общей системе ценности индикаторов. Удельный вес конкретного индикатора в общей сумме “весов” определяется следующим образом:

$$V_i = \sum_{j=1}^n v_{ij} / \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n v_{ij}, \quad (3)$$

где V_i — удельный вес i -го индикатора в системе оцениваемых индикаторов; v_{ij} — условная значимость i -го индикатора в сравнении с j -м индикатором.

Таблица 5. Интегральная качественная оценка состояния энергетической безопасности на территории субъектов ЮФО за 2016, 2020 гг.

Год	Индикаторы ЭБ								Сумма удельных весов по состояниям			Качественное состояние ЭБ
	1.1	1.2	1.3	2.1	2.2	2.3	3.1	3.2	Границы состояний			
	Удельные веса индикаторов								К ³	ПК	Н ⁴	
	0.104	0.138	0.133	0.120	0.079	0.170	0.127	0.129				
Краснодарский край и Республика Адыгея												
2016	ПК	Н	Н	К	Н	ПК	Н	Н	0.12	0.274	0.606	ПК
2020	ПК	Н	Н	К	Н	ПК	ПК	ПК	0.12	0.53	0.35	ПК
Астраханская область												
2016	Н	Н	Н	Н	ПК	Н	ПК	Н	0	0.206	0.794	Н
2020	Н	Н	Н	Н	Н	Н	ПК	Н	0	0.127	0.873	Н
Волгоградская область												
2016	Н	Н	ПК	К	ПК	Н	ПК	К	0.249	0.339	0.412	ПК
2020	Н	Н	ПК	К	ПК	Н	К	К	0.376	0.212	0.412	ПК
Ростовская область												
2016	Н	Н	ПК	К	Н	Н	Н	Н	0.12	0.133	0.747	Н
2020	Н	Н	Н	К	Н	Н	ПК	Н	0.12	0.127	0.753	Н
Республика Калмыкия												
2016	К	Н	К	К	К	Н	ПК	Н	0.436	0.127	0.437	К
2020	Н	Н	К	К	Н	Н	ПК	Н	0.253	0.127	0.62	ПК
Республика Крым и г. Севастополь												
2016	К	Н	К	К	Н	К	ПК	Н	0.527	0.127	0.346	К
2020	Н	Н	К	К	Н	К	ПК	Н	0.423	0.127	0.45	К

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

⁴ Состояние ЭБ в регионе признается нормальным, если сумма удельных весов индикаторов в состоянии “Н” превышает 0.7.

Таким образом, качественная интегральная оценка общего состояния ЭБ в регионе по индикаторам имеет следующий вид:

$$Q_u = \begin{cases} \text{Н}, \sum_{i=1}^n V_i^H \geq \delta_n \\ \text{ПК}, \sum_{i=1}^n V_i^K < \delta_n, \sum_{i=1}^n V_i^H < \delta_n, i = 1, n \\ \text{К}, \sum_{i=1}^n V_i^K \geq \delta_K \end{cases} \quad (4)$$

где Q_u – интегральная оценка качественного состояния энергетической безопасности по индикативной оценке; V_i^H , V_i^K – удельный вес i -го индикатора, находящегося в области нормальных и кризисных значений, соответственно; δ_n , δ_K – коэффициенты, характеризующие уровень достижения нормального или кризисного состояния соответственно.

Результаты интегральной оценки состояния ЭБ по регионам ЮФО, полученные на основании выражений (2–4) [1, 5, 6], представлены ниже (табл. 5).

По результатам проведенного индикативного анализа субъектов ЮФО приемлемое состояние энергетической безопасности можно отметить в Астраханской и Ростов-

ской областях. Кризисную ситуацию в Республике Крым определяют следующие факторы: за счет собственной добычи газа республика обеспечивает только 35% потребностей; в республике не могут быть обеспечены пиково возрастающие потребности в ТЭР в условиях возможных резких похолоданий; доля газа в балансе КПП составляет 97%.

В Республике Калмыкия состояние перешло в предкризис из кризиса за счет ввода большого количества СЭС.

Особенностью данного подхода является сведение в одну интегральную оценку состояния ЭБ по сути только качественных оценок состояния отдельных индикаторов. Но, следует заметить, значение индикатора может находиться в начальном кризисном состоянии, а может быть и в состоянии глубокого кризиса. В этом случае ситуация с обеспечением ЭБ в данном аспекте значительно различается. Чем хуже состояние какого-то конкретного индикатора, чем оно более кризисное, тем сильнее это должно влиять на общую интегральную оценку ЭБ региона.

Справиться с этой погрешностью подхода поможет использование нормализованных значений индикаторов.

НОРМАЛИЗАЦИЯ ЗНАЧЕНИЙ ИНДИКАТОРОВ ЭБ

Следующим этапом в работе была нормализация полученных значений индикаторов по всем субъектам Южного ФО с использованием выражения (1). На базе полученных значений за 5-летний период были построены графики состояний ЭБ регионов по соответствующим блокам индикаторов, рис. 1–3. Пороговые значения здесь также были учтены как нормализованные, где “предкризисное пороговое значение” = 0, “кризис” = –1. Таким образом, все состояния, находящиеся в области значений ниже “–1”, являются кризисными, в области от “–1” до “0” – предкризисными и в области выше “0” – приемлемыми.

При сравнении данных рис. 1 и ранее приведенной табл. 2 можно увидеть, что показанные тенденции в обеспечении ЭБ схожи, но картина представления результатов в последнем случае гораздо адекватнее в силу учета степени кризисности индикаторов.

Как видно из графиков, в сравнении с таблицами, данный подход позволяет более детально отследить динамику состояния ЭБ как по каждому конкретному индикатору, так и комплексно. Так, например, по индикатору 1.1 – отношение суммарной располагаемой мощности электростанций региона к максимальной электрической нагрузке потребителей на его территории (рис. 1, а), в Республике Калмыкия и Республике Крым к 2020 г. улучшилась ситуация за счет увеличения располагаемой электрической мощности в регионах. В связи с этим и по индикатору 1.2 ситуация изменилась в лучшую сторону: Республика Крым находится в устойчивом приемлемом состоянии, показатели в Республике Калмыкия выросли в 2.5 раза, и в целом по данному индикатору ситуация оценивается как приемлемая по всем субъектам ЮФО. Что касается возможностей удовлетворения потребителей в КПП из собственных источников, приемлемая ситуация отмечена в Краснодарском крае и Астраханской области за счет производства мазута и добычи природного газа соответственно, а также в Ростовской области за счет развития угольной промышленности в регионе (инд. 1.3, рис. 1, в).

По индикатору – доля крупнейшего электрогенерирующего источника, в Республике Калмыкия можно проследить уверенную динамику улучшения ситуации с выходом в приемлемое состояние (рис. 2, б), а также динамику изменения ситуации с долей крупнейшей электростанции в Республике Крым за последние пять лет. По инд. 2.3 (рис. 2, в) уровень обеспеченности спроса на топливо в условиях резкого похолодания, положение может быть оценено как стабильное, хотя и не везде приемлемое.

По третьему блоку индикаторов в связи с недостаточно активной политикой в обновлении ОПФ энергетики значения располагаются в основном в зоне предкризисных и кризисных значений (рис. 3). По инд. 3.2 наблюдаются резкие изменения значе-

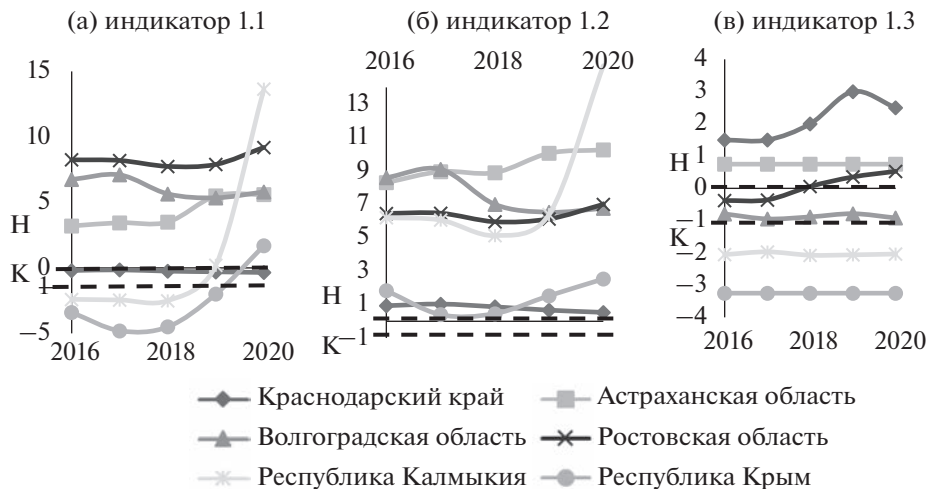


Рис. 1. Анализ ситуации с обеспечением требований ЭБ по первому блоку индикаторов в регионах Южного федерального округа (а, б, в).



Рис. 2. Анализ ситуации с обеспечением требований ЭБ по второму блоку индикаторов в регионах Южного федерального уровня (а, б, в).

ний, в связи с большими перерывами между вводом новых мощностей и обновлением существующих основных производственных фондов в регионах.

Для получения итоговой интегральной оценки уровня ЭБ была произведена свертка нормализованных значений индикаторов с учетом их удельных весов (5).

$$Q_i^H = \sum_{i=1}^n X_i^H V_i, \quad (5)$$

где Q_i^H — итоговая нормализованная интегральная оценка индикаторов; X_i^H — нормализованное значение индикатора i в анализируемом периоде, отн. ед; V_i — удельный вес i -го индикатора в системе оцениваемых индикаторов.

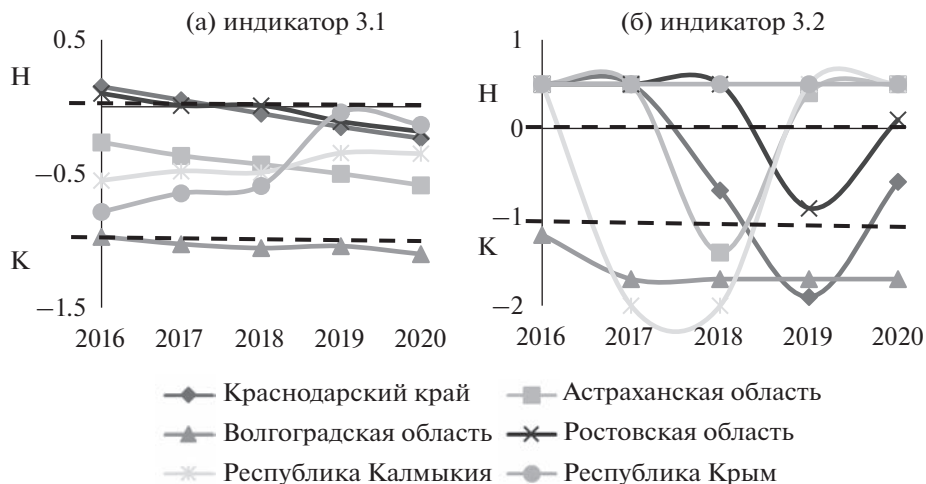


Рис. 3. Анализ ситуации с обеспечением требований ЭБ по третьему блоку индикаторов в регионах Южного федерального округа (а, б).

В ходе расчета полученные графики состояний показали, что слишком большое перекрытие приемлемых пороговых значений отдельных индикаторов вызывает существенный перекос в общей оценке. В связи с этим было принято следующее допущение: любое значительное перекрытие приемлемого порогового значения учитывать на уровне достаточного запаса: 25% для приемлемых состояний. Значительное ухудшение значения индикатора по отношению к кризисному пороговому значению при этом не нивелируется и считается таким, как есть, для того, чтобы учитывать уровень кризисности этого значения. Полученная комплексная интегральная оценка состояния ЭБ субъектов Южного ФО представлена на рис. 4.

Из данных рисунка видно, что по совокупности значений индикаторов интегрально приемлемое состояние по ЭБ можно фиксировать только в Астраханской и Ростовской областях. Ситуация в Республике Крым улучшается, но по-прежнему остается в области кризисных значений (подробности этого видны при рассмотрении рисунков по отдельным индикаторам). Республика Калмыкия к 2019 г. перешла из кризисного состояния в предкризисное и находится там вместе с Краснодарским краем и Волгоградской областью. Причины такой ситуации кроются в оценках конкретных индикаторов по блокам 1, 2, 3.

РЕЗУЛЬТАТЫ ИНДИКАТИВНОГО АНАЛИЗА ЭБ ПО РЕГИОНАМ ЦЕНТРАЛЬНОГО ФО

Оценка уровня ЭБ субъектов Центрального ФО была также проведена с учетом нормализованных значений индикаторов. Для визуализации полученных данных было принято представить результаты индикативной оценки в графическом формате (рис. 5–8).

Состояние индикаторов на территории субъектов ЦФО округа по блоку производственной и ресурсной обеспеченности системы топливо- и энергоснабжения представлено на рис. 5.

По инд. 1.1 в зоне предкризисных значений находится Липецкая область из-за недостаточного количества располагаемой мощности в регионе. Брянская, Калужская и Белгородская области в зоне кризиса (рис. 5, а). По индикатору 1.3 можно отметить

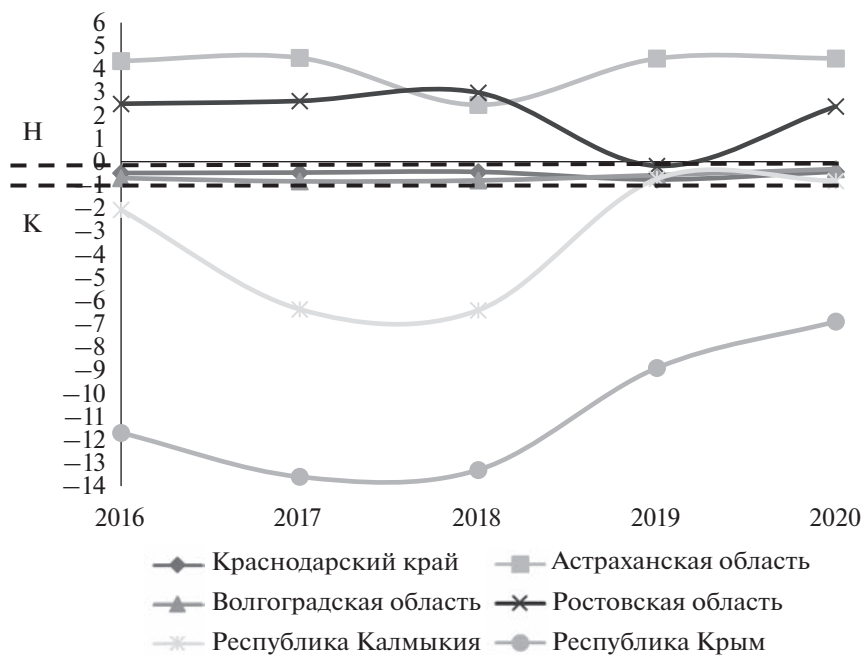


Рис. 4. Интегральная качественная оценка состояния энергетической безопасности в регионах Южного федерального округа.



Рис. 5. Анализ ситуации с обеспечением требований ЭБ по первому блоку индикаторов в регионах Центрального федерального округа (а, б, в).



Рис. 6. Анализ ситуации с обеспечением требований ЭБ по второму блоку индикаторов в регионах Центрального федерального округа (а, б, в).



Рис. 7. Анализ ситуации с обеспечением требований ЭБ по третьему блоку индикаторов в регионах Центрального федерального округа (а, б).

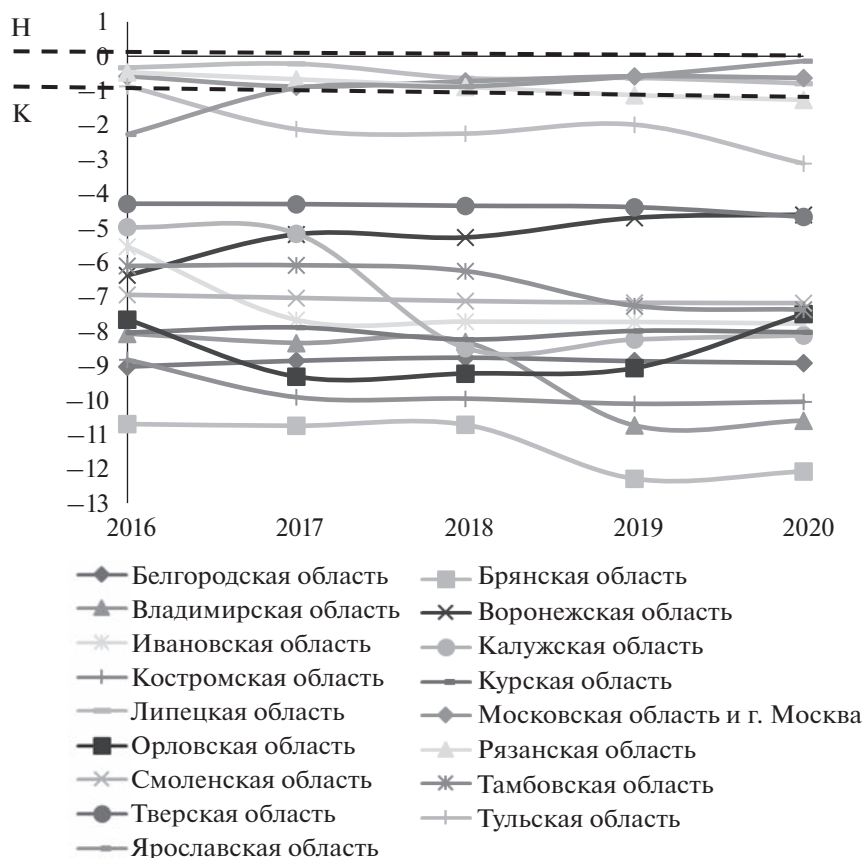


Рис. 8. Интегральная качественная оценка состояния энергетической безопасности в регионах Центрального федерального округа.

Ярославскую область, где наглядно видно снижение показателей, при этом регион находится в зоне приемлемых значений (рис. 5, в).

В целом анализ полученных данных по 2020 г. позволил определить Рязанскую и Ярославскую области, как регионы с приемлемым состоянием ЭБ по первому блоку индикаторов. В большинстве остальных регионов наблюдается кризисная ситуация по уровню возможностей обеспечения КПП из собственных источников.

По второму блоку индикаторов в 2020 г. в кризисной ситуации находится большинство субъектов (рис. 6).

В Брянской и Тульской областях ухудшилась ситуация из-за увеличения доли крупнейшей электростанции (до 100%) в общей установленной мощности регионов. А в Воронежской области, наоборот, перешла в приемлемые значения и с 2019 г. составляет 40% в связи с увеличением мощности Нововоронежской АЭС.

По индикатору 2.3 в 2020 г. все субъекты Центрального ФО располагаются в зоне кризисных и предкризисных значений, кроме Московской области (рис. 6, в). В связи с тем, что относится к регионам с холодным климатом: средняя температура наиболее холодной 5-дневки от минус 20 до минус 30 [11]. При этом высокая доля природного газа в балансе КПП и зависимость от внешних поставок при недостаточном количе-

стве собственных топливных ресурсов приводит к недостаточному покрытию пикового возрастающего спроса на топливо в условиях резких похолоданий на территории европейской части страны.

По третьему блоку индикаторов (рис. 7), несмотря на общее понимание необходимости проведения более активной политики в отношении обновления электрогенерирующего оборудования, значения индикаторов состояния ОПФ энергетического хозяйства регионов находятся в основном в области предкризисных и кризисных значений.

Улучшилась ситуация в Воронежской и Ярославской областях по индикатору 3.2, перейдя из предкризисных в область приемлемых значений. В Воронежской области были запущены в строй реакторные установки на Нововоронежской АЭС общей мощностью 2400 МВт, в 2020 г. на Воронежской ТЭЦ-1 была установлена ПГУ мощностью 220 МВт. В Ярославской области был осуществлен ввод ПГУ на ТЭС области общей мощностью 515 МВт за пятилетний период. Владимирская область, наоборот, перешла в кризисное состояние из приемлемого (рис. 7, б) из-за отсутствия достаточного количества реконструкций ОПФ и ввода генерирующих мощностей.

Итоговая интегральная оценка уровня ЭБ регионов Центрального федерального округа выполнена с использованием выражения (5) и представлена на рис. 8.

В целом на основании полученных данных можно сделать вывод, что ситуация с обеспечением энергетической безопасности в Центральном ФО требует особого внимания и принятию мер по ее улучшению. Исходя из данных, представленных на графике, в зоне предкризисных значений по уровню ЭБ находятся Липецкая, Ярославская и Московская области. Из предкризисного состояния в кризис перешла к 2020 г. Тульская область. Все остальные субъекты также находятся ниже кризисного порогового значения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Рассмотренный в статье подход нормализации значений индикаторов отличается от прежнего тем, что в нем при интегральной оценке учитываются не только качественные, но и количественные оценки ситуации с обеспечением ЭБ по отдельным индикаторам. Применение этого подхода позволяет получать нормализованные значения индикаторов, которые в свою очередь корректно отражают полученные результаты оценки состояния ЭБ регионов, а также более наглядно и детально показывают динамику изменения ситуации с обеспечением ЭБ как по каждому отдельному индикатору, так и в целом по субъектам.

Анализ показал, что в регионах ЦФО в большей степени не обладающих собственными источниками ТЭР продолжает ухудшаться ситуация с долей газа в общем потреблении КПП: >70% в большей части субъектов и со старением ОПФ энергетики. В целом по ЦФО с точки зрения ЭБ приемлемой ситуации в рассмотренном периоде нет, из 17 субъектов три находятся в зоне предкризисного состояния (Московская, Липецкая и Ярославская области) и остальные в кризисе.

В Южном ФО наблюдается более положительная динамика: состояние Астраханской и Ростовской областей оценивается как приемлемое, остальные – предкризисные и кризис в Республике Крым. Здесь, кроме выделенных по ЦФО острых моментов с точки зрения ЭБ, можно добавить недостаточные возможности удовлетворения потребностей в КПП из собственных источников региона.

В целом следует отметить, что практически во всех регионах быстрыми темпами ухудшается ситуация со старением ОПФ энергетики, а, следовательно, и с возможностями увеличения числа ЧС с топливо- и энергоснабжением потребителей по причинам выхода из строя того или иного оборудования.

Статья подготовлена в рамках проектов государственного задания № FWEU-2021-0003 (рег. номер: AAAA-A21-121012090014-5) и № FWEU-2021-0001 Программы фундаментальных исследований РФ на 2021–2030 гг. с использованием ресурсов ЦКП “Высокотемпературный контур” (Минобрнауки России, проект № 13.ЦКП.21.0038).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Сендеров С.М., Пяткова Н.И., Рабчук В.И., Славин Г.Б., Воробьев С.В., Смирнова Е.М. Методика мониторинга состояния энергетической безопасности России на региональном уровне, Иркутск: ИСЭМ СО РАН. 2014. С. 146.
2. Бушуев В.В., Воропай Н.И., Мастепанов А.М., Шафраник Ю.К. и др. Энергетическая безопасность России. Новосибирск: Наука. Сиб. Изд. Фирма РАН, 1998. С. 302.
3. Пяткова Н.И., Сендеров С.М., Чельцов М.Б. и др. Применение двухуровневой технологии исследований при решении проблем энергетической безопасности // Известия РАН. Энергетика. 2000. № 6. С. 31–39.
4. Пяткова Н.И., Рабчук В.И., Сендеров С.М., Славин Г.Б., Чельцов М.Б. Энергетическая безопасность России: проблемы и пути решения. Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2011. С. 198.
5. Сендеров С.М. Оценка уровня энергетической безопасности регионов России и основные принципы создания системы мониторинга энергетической безопасности // Безопасность объектов топливно-энергетического комплекса. 2012. №1(1). С. 125–130.
6. Сендеров С.М., Смирнова Е.М. Анализ тенденций изменения состояния энергетической безопасности регионов на примере Сибирского федерального округа // Энергетическая политика. 2019. № 1. С. 75–83.
7. Надежность топливо- и энергоснабжения и живучесть систем энергетики регионов России / Под науч. ред. Воропай Н.И., Татаркина А.И. Екатеринбург: Изд-во Урал. ун-та, 2003. С. 392.
8. Статистическая форма Росстата: Сведения об остатках, поступлении и расходе топлива и теплоэнергии, сборе и использовании отработанных нефтепродуктов за 2016–2020 гг.
9. Статистическая форма Росстата: Сведения об использовании топливно-энергетических ресурсов за 2016–2020 гг.
10. Статистическая форма Росстата: Техничко-экономические показатели электростанций, районных котельных за 2015–2019 гг.
11. Свод правил СП 131.13330.2018 “Строительная климатология” СНиП 23-01-99, Москва, 2019. С. 110.

Analysis of the Level of Energy Security in the Central and Southern Federal Districts of Russia Using Normalized Indicative Estimates

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

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

^bFederal State Budget Educational Institution of Higher Education
“Irkutsk National Research Technical University”, Irkutsk, Russia

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

The article presents approaches to assessing the level of energy security of Russian regions using the apparatus for convolution of qualitative assessments of the state of the most important indicators of energy security. An example of using a new approach to the formation of normalized values of energy security indicators and normalized qualitative assessments of the state of energy security is also presented. The main trends and scales of the energy security of the constituent entities of the Russian Federation located in the territories of the Central and Southern federal districts are shown.

Keywords: energy security, fuel and energy supply, Central Federal District, Southern Federal District, indicative analysis

УДК 338.24:621.3

**МЕТОДИЧЕСКИЙ ПОДХОД К ОЦЕНКЕ УРОВНЯ ЗНАЧИМОСТИ
КРИТИЧЕСКИ ВАЖНЫХ ОБЪЕКТОВ ЭНЕРGETИКИ
ПРИ ВЗАИМОСВЯЗАННОЙ РАБОТЕ ЭНЕРGETИЧЕСКИХ ОТРАСЛЕЙ**

© 2023 г. С. М. Сендеров^{1, 2, *}, Д. С. Крупенёв^{1, 2}, С. В. Воробьев¹,
Н. М. Береснева¹, Д. А. Бояркин¹

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

²Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования “Иркутский национальный исследовательский технический университет”, Иркутск, Россия

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

Поступила в редакцию 03.11.2022 г.

После доработки 16.01.2023 г.

Принята к публикации 20.01.2023 г.

В статье представлены основные составляющие методического подхода к оценке уровня значимости критически важных объектов энергетики на примере отдельных отключений важнейших объектов газотранспортной сети России. Представлены подходы к моделированию топливно-энергетического комплекса страны и входящих в него энергетических систем: газо-, электро- и теплоснабжения. Приведены алгоритмы выявления критически важных объектов энергетики отраслевого, регионального и федерального уровня, а также примеры их ранжирования в зависимости от уровня ожидаемых последствий для потребителей электрической и тепловой энергии при потере работоспособности указанных критически важных объектов.

Ключевые слова: критически важные объекты, недоотпуск электрической и тепловой энергии, надежность топливно- и энергоснабжения

DOI: 10.31857/S0002331023020061, **EDN:** KBSZMJ

ВВЕДЕНИЕ

В условиях возможной реализации крупномасштабных чрезвычайных ситуаций (ЧС) в энергетике, сопровождающихся снижением работоспособности отдельных энергетических объектов и соответствующих систем энергетики (СЭ), не всегда возможно обеспечить бездефицитное энергоснабжение потребителей. В этих случаях нужно говорить о минимизации объемов возможных дефицитов конечных видов энергии у потребителей. Причины возникновения крупномасштабных ЧС в энергетике могут быть различными. Среди них можно выделить причины, вызванные преднамеренными воздействиями. Логично предположить, что преднамеренные воздействия могут быть нацелены в первую очередь на те объекты, снижение работоспособности которых может существенным образом снизить производственные возможности отдельных СЭ и ТЭК в целом и привести к значительным дефицитам в поставках соответствующих видов топливно-энергетических ресурсов (ТЭР).

В первую очередь логично выявлять именно такие критически важные объекты (КВО) СЭ и ТЭК в целом. Не все КВО СЭ являются КВО на уровне ТЭК, т.е. потеря работоспособности не каждого из них способна спровоцировать дефициты конечных

видов энергии у потребителей. Объем таких дефицитов может быть уменьшен за счет компенсационных возможностей самого ТЭК (диверсификация энергоисточников, взаимозаменяемость энергоресурсов и проч.). Если эти возможности ТЭК не позволяют существенно уменьшить дефицит ТЭР при потере работоспособности энергетического объекта, то такой объект можно считать КВО ТЭК. Анализ взаимосвязанной работы отраслевых СЭ в рамках единого ТЭК позволяет понять – какие из КВО уровня отдельных СЭ могут быть отнесены к КВО уровня ТЭК.

Задача исследования состоит в формировании алгоритма выявления КВО СЭ, а затем в формировании методического подхода к определению уровня этих КВО, т.е. какие из выявленных КВО одной СЭ могут существенным образом влиять на надежность энергоснабжения потребителей со стороны другой СЭ, непосредственно взаимосвязанной с первой.

В данной статье анализируется взаимосвязанная работа двух больших систем энергетики: единой системы газоснабжения (ЕСГ) и единой электроэнергетической системы (ЕЭС) России. Данные системы объединяет прежде всего тот факт, что порядка 54% всей электроэнергии, вырабатываемой в стране, производится на газопотребляющих электрогенерирующих источниках. В свою очередь дефициты ТЭР у потребителей, не компенсированные за счет системных свойств ТЭК, способны негативно повлиять на процесс производства тепловой энергии. Поэтому далее анализируются возможности производства тепловой энергии в сложившихся условиях. При этом учитывается региональная структура производства тепловой энергии и при потреблении топлива – структура его потребления. Очевидно, что в случае проявления значимых дефицитов тепловой энергии в каком-либо регионе при прекращении работы одного из КВО СЭ (в данном случае КВО ЕСГ), такой КВО должен быть признан в качестве КВО ТЭК.

АЛГОРИТМЫ ВЫЯВЛЕНИЯ КВО СЭ И КВО ТЭК

КВО систем энергетики

С позиций энергетической безопасности в качестве КВО СЭ федерального уровня могут быть признаны объекты, прекращение работы которых может вызвать существенные недопоставки соответствующих ТЭР в целом по стране. При этом дефицит поставок может составлять в относительной величине $\delta_{\text{сум}}$ и более от суммарной потребности страны в данном виде ТЭР. В качестве такой $\delta_{\text{сум}}$ по газовой отрасли ранее в [1, 2] была принята величина в 5%. В качестве КВО СЭ регионального уровня могут рассматриваться объекты, которые не вошли в перечень федеральных КВО данной СЭ, но прекращение их работы может вызвать недопоставки соответствующих ТЭР хотя бы в один из регионов в относительной величине $\delta_{\text{рег}}$ и более. В качестве такой $\delta_{\text{рег}}$ по газовой отрасли там же в [1, 2] была принята величина в 40%.

Алгоритм формирования перечней КВО регионального и федерального уровней конкретной СЭ представлен на рис. 1.

Данный алгоритм представляет собой цепочку последовательных шагов от моделирования нештатной ситуации с поочередным отключением объектов СЭ до формирования соответствующих перечней КВО этой СЭ. Исследования проводятся методом перебора указанных нештатных ситуаций. Результатом модельных исследований являются величины дефицитов соответствующего ТЭР у его потребителей. Сравнение относительной величины суммарного дефицита данного вида ТЭР с оговоренной величиной условно допустимого относительного дефицита $\delta_{\text{сум}}$ позволяет выделить отдельные КВО СЭ в их федеральный перечень. КВО СЭ, не попавшие в данный перечень, проверяются на предмет формирования (при их отключении) дефицита данного вида ТЭР в регионах. Если относительный дефицит данного вида ТЭР в каком-либо из регионов превысит условно допустимую величину $\delta_{\text{рег}}$, данный КВО попадает в ре-

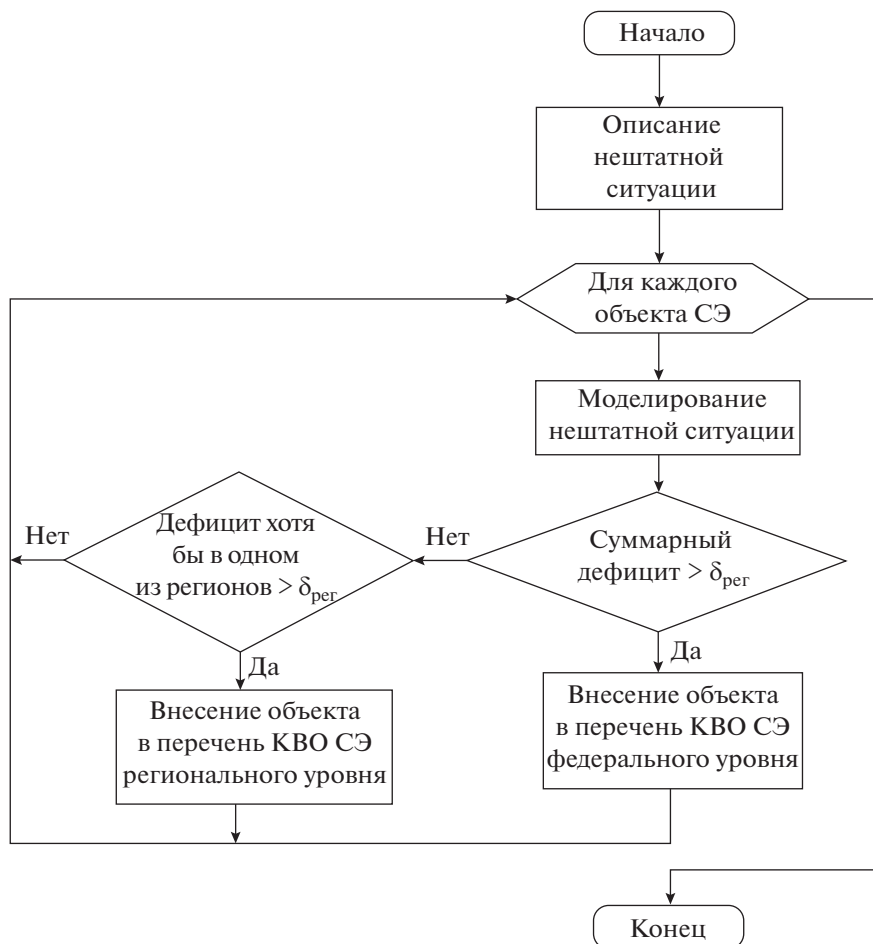


Рис. 1. Алгоритм формирования перечней КВО регионального и федерального уровней конкретной СЭ.

гиональный перечень КВО данной СЭ. В противном случае, объект СЭ за КВО не считается, и исследование переходит к следующему объекту.

КВО ТЭК

Алгоритм формирования перечня КВО уровня ТЭК представлен на рис. 2. Данный алгоритм начинается с анализа множества КВО СЭ федерального уровня, формируемого при работе алгоритма, представленного выше, на рис. 1.

Исследования проводятся с использованием экономико-математической модели ТЭК [3, 4] для ситуаций с отключением уже только КВО СЭ федерального уровня. Результатом модельных исследований являются величины дефицитов конечных видов ТЭР у потребителей. В данных исследованиях учитываются упомянутые выше возможности ТЭК по минимизации последствий негативных воздействий. Сравнение относительной величины суммарного дефицита конечных видов энергии у потребителей с величиной условно приемлемого относительного дефицита $D_{пр}$ позволяет из отдельных КВО СЭ федерального уровня формировать федеральный перечень КВО ТЭК. Потеря работоспособности некоторых КВО СЭ, не попавших согласно указанному

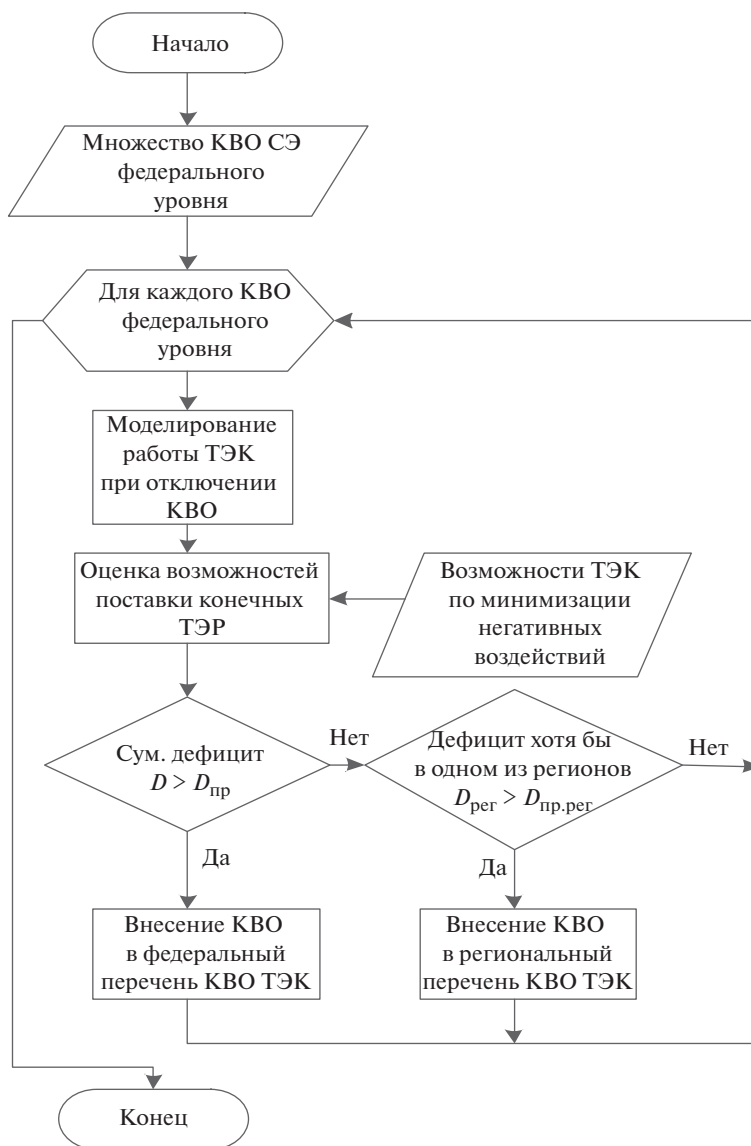


Рис. 2. Алгоритм формирования перечня КВО уровня ТЭК.

правилу в федеральный перечень КВО ТЭК, может привести к значительным дефицитам конечных ТЭР у потребителей одного или нескольких регионов. Незамеченными серьезными проблемами с энергоснабжением даже одного—двух регионов оставаться не должны. Следовательно, КВО СЭ, не попавшие в федеральный перечень КВО ТЭК, но способные при прекращении их работы вызвать дефицит конечных видов ТЭР больший, чем условно приемлемый $D_{пр,рег}$, должны формировать региональный перечень КВО ТЭК.

Переходя к конкретным исследованиям на моделях реальных СЭ, подробнее остановимся на наиболее близких к задаче исследования аспектах функционирования ЕЭС и ЕСГ России.

СИТУАЦИЯ В ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ РОССИИ

Газовая отрасль России, в технологической части, представлена ЕСГ и локальными газоснабжающими системами на востоке страны. ЕСГ посредством многониточной газотранспортной сети (ГТС) объединяет газовые месторождения европейской части страны с потребителями природного газа в этой же европейской части и в регионах западной Сибири. Данная ГТС включает в себя: головные компрессорные станции (КС) на месторождениях, узловые и промежуточные КС на магистральных газопроводах (МГ), подземные хранилища газа (ПХГ) и линейную часть МГ, осуществляющих доставку газа до распределительных пунктов газораспределительных сетей или до пунктов экспортной сдачи российского газа.

В 2021 г. в России было добыто порядка 763 млрд м³ газа (обычный сетевой природный газ и попутный газ нефтяных месторождений), импортировано в страну 8 млрд м³ природного газа (из средней Азии). В этом же 2021 г. внутреннее потребление (вместе с собственными нуждами газовой отрасли) составило 529 млрд м³, а экспортные поставки составили 242 млрд м³ (в т.ч. 38 млрд м³ СПГ), в т.ч. в дальнее зарубежье было поставлено 223 млрд м³.

Сложившаяся территориальная структура ЕСГ России обладает рядом существенных недостатков. Сегодня более 85% всего российского газа добывается в северных районах Тюменской области. Основные потребители газа внутри страны — ее европейские регионы и пункты экспортной сдачи газа — расположены в 2–2.5 тыс. км от мест его добычи. Весь этот газ транспортируется на дальние расстояния с помощью газотранспортных многониточных коридоров со значительной концентрацией газовых потоков в одном коридоре. Эти коридоры имеют большое число взаимных пересечений и перемычек. Сами нитки в одном коридоре могут находиться друг от друга на очень малом расстоянии. В настоящее время в ГТС России имеется несколько потенциально опасных для функционирования ЕСГ пересечений МГ. Нарушение работы некоторых из них может привести к значительным ограничениям поставок газа потребителям. Значительная часть таких пересечений представляет собой КВО ЕСГ с позиций обеспечения требуемой работоспособности ГТС. К таким КВО относится ряд пересечений МГ на узловых КС, на головных КС, размещающихся на выходах с месторождений и ПХГ, а также отдельные пересечения коридоров магистральных газопроводов между КС.

МАТЕМАТИЧЕСКИЕ ПОСТАНОВКИ ЗАДАЧИ МОДЕЛИРОВАНИЯ АВАРИЙНЫХ РЕЖИМОВ В ГАЗОТРАНСПОРТНОЙ, ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМАХ И В ТЭК В ЦЕЛОМ

Газотранспортная система

В ИСЭМ СО РАН разработан и постоянно актуализируется программно-вычислительный комплекс (ПВК) “Нефть и газ России” [1, 2]. Данный комплекс в качестве своего основного блока включает специально разработанную потоковую имитационную модель ЕСГ России. Указанная модель учитывает все необходимые для исследований технологические характеристики основных объектов газовой отрасли и на достаточном уровне агрегирования позволяет анализировать режимы функционирования не только ЕСГ России, но и технологически связанных с ней ГТС европейских стран. Расчетная схема модели содержит 382 узла, включая 22 ПХГ, 28 источников газа (в модели это головные КС, 64 потребителя газа (на уровне регионов и пунктов экспортной сдачи газа), 268 узловых КС, а также 628 дуг, представляющих коридоры МГ и отдельные МГ, включая отводы на распределительные сети.

Математически рассматриваемая ГТС представлена как сеть, изменяющаяся во времени, в узлах которой находятся предприятия по добыче, преобразованию и по-

треблению материальных потоков, реализующих материальные связи между предприятиями. При решении задачи оценки состояния системы после возмущения критерием оптимальности распределения потоков служит минимум дефицита энергоресурса у потребителя при минимальных затратах на его доставку.

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 [5, 6]. 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

$$\sum_{i \in N_j^+} x_{ij} - \sum_{i \in N_j^-} x_{ji} = \begin{cases} -f, & j = O \\ 0, & j \neq O, S \\ f, & j = S \end{cases} \quad (2)$$

$$0 \leq x_{ij} \leq d_{ij}, \text{ для всех } (i, j). \quad (3)$$

Здесь 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) .

Задача (1)–(3) о максимальном потоке в общем случае имеет не единственное решение. Следующим шагом решается задача о максимальном потоке минимальной стоимости, т.е. минимизируется стоимостной функционал:

$$\sum_{(i,j)} C_{ij} x_{ij} \rightarrow \min, \quad (4)$$

где C_{ij} – цена или удельные затраты на транспорт энергоресурса.

Результат решения задачи – определение возможностей удовлетворения потребителей сетевым газом с выявлением объемов возможных недопоставок газа в узлы потребления при той или иной нештатной ситуации. На основании данных результатов формируется список объектов, прекращение работы которых приведет к потенциальному дефициту газа в сети. Такой список ранжируется по относительной величине дефицита газа в сети при прекращении работы соответствующего объекта. Путем отсеечения объектов, вывод которых приведет к потенциальному дефициту газа в сети меньшему, чем пороговое значение в 5%, формируется перечень КВО ЕСГ.

Для примера выберем наиболее показательные ситуации с потерей работоспособности отдельных КВО ЕСГ. Используя специализированные модели для минимизации дефицита электрической мощности и информацию по ожидаемым недопоставкам газа на газопотребляющие электрогенерирующие объекты по соответствующим ОЭС, рассчитаем возможные объемы недоотпуска электроэнергии потребителям. Случаи, которые будут характеризоваться значимыми объемами дефицита электроэнергии у потребителей, будут учтены при отнесении соответствующих КВО ЕСГ к КВО ТЭК.

Электроэнергетическая система

Цель моделирования ЭЭС в данном случае – определение недоотпуска электроэнергии потребителям в результате аварий на объектах ТЭК. Решаемую задачу можно сформулировать следующим образом: для известной структуры, параметров элементов и графика потребления мощности ЭЭС необходимо определить недоотпуск элек-

троэнергии за период с начала аварийной ситуации и сокращения подачи газа на газопотребляющие электрогенерирующие объекты до полного ее устранения. Расчетная модель ЭЭС представляет из себя граф, узлами которого являются энергозоны, а дугами – межзональные связи. Энергозона включает в себя часть энергосистемы, как правило, это региональная энергосистема, которая содержит набор генерирующих агрегатов и характеризуется потреблением мощности в каждый час расчетного периода. Межзональная связь включает в себя линии электропередачи, которые соединяют энергозоны. Таким образом, для каждого часа расчетного периода необходимо решить следующую задачу [7]: необходимо найти:

$$\sum_{i=1}^I (\bar{N}_{\text{потр},i} - N_{\text{потр},i}) \rightarrow \min, \quad (5)$$

учитывая балансовые ограничения

$$N_{\text{ген},i} - N_{\text{потр},i} + \sum_{j=1}^J (1 - z_{ji} a_{ji}) z_{ji} - \sum_{j=1}^J z_{ij} = 0, \quad i = 1, \dots, I, \quad i \neq j, \quad (6)$$

и линейные ограничения-неравенства на переменные

$$0 \leq N_{\text{потр},i} \leq \bar{N}_{\text{потр},i}, \quad i = 1, \dots, I, \quad (7)$$

$$0 \leq N_{\text{ген},i} \leq \bar{N}_{\text{ген},i}, \quad i = 1, \dots, I, \quad (8)$$

$$0 \leq z_{ji} \leq \bar{z}_{ji}, 0 \leq z_{ij} \leq \bar{z}_{ij}, \quad j = 1, \dots, J, \quad i = 1, \dots, I, \quad i \neq j, \quad (9)$$

где $\bar{N}_{\text{потр},i}$ – величина потребления мощности в энергозоне i , МВт; $N_{\text{потр},i}$ – обеспеченное потребление мощности в энергозоне i , МВт; $\bar{N}_{\text{ген},i}$ – располагаемая генерирующая мощность в энергозоне i , МВт; $N_{\text{ген},i}$ – используемая генерирующая мощность в зоне надежности i , МВт; $\bar{z}_{ji}$, $\bar{z}_{ij}$ – пропускная способность связи межзональной связи, МВт; z_{ji} , z_{ij} – фактическая загрузка межзональной связи, МВт; $I = J$ – количество энергозон.

ТЭК в целом

Указанная задача подробно описана в [8] и математически представляет собой классическую задачу линейного программирования. Постановка и ограничения этой задачи записываются следующим образом:

$$AX - \sum_{t=1}^T Y^t = 0, \quad (10)$$

$$0 \leq X \leq D, \quad (11)$$

$$0 \leq Y^t \leq R^t, \quad (12)$$

где t – категории потребителей; A – матрица технологических коэффициентов производства (добычи, переработки, преобразования) и транспорта отдельных видов топлива и энергии; X – искомый вектор, компоненты которого характеризуют интенсивность использования технологических способов функционирования энергетических объектов (добычи, переработки, преобразования и транспорта энергоресурсов, запасов топлива); Y^t – искомый вектор, компоненты которого характеризуют объемы потребления отдельных видов топлива и энергии отдельными категориями потребителей (t); D – вектор, определяющий технически возможные интенсивности использования отдельных технологических и производственных способов; R^t – вектор с

компонентами, равными объемам заданного потребления отдельных видов топлива и энергии отдельными категориями потребителей.

Целевая функция при этом имеет следующий вид:

$$(C, X) + \sum_{i=1}^T (r^i, g^i) \rightarrow \min, \quad (13)$$

где первая составляющая отражает издержки, связанные с функционированием отраслей ТЭК. Здесь C – вектор удельных затрат по отдельным технологическим способам функционирования энергетических объектов; вторая составляющая – ущербы от дефицита по каждому виду топлива и энергии у каждой из выделенных категорий потребителей. Величины дефицита энергоресурсов g^i у потребителей определяются выражением $(R^i - Y^i)$. Вектор r^i условно обозначает “удельный ущерб” у потребителя.

В данном исследовании используется лишь часть возможностей представленной модели, реализованной в рамках ПВК “Корректива +” [9], отражающая одну категорию потребителя – производство тепловой энергии. В результате расчетов определяются: возможные объемы недоотпуска тепловой энергии в регионах страны при отключении соответствующих КВО ЕСГ с учетом взаимосвязанной работы всех отраслей ТЭК, запасов ТЭР, возможностей взаимозаменяемости различных видов ТЭР и диверсификации энергоисточников.

ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТЕЙ ПОСТАВКИ ГАЗА В РЕГИОНЫ В СЛУЧАЯХ ПРЕКРАЩЕНИЯ РАБОТЫ ОТДЕЛЬНЫХ КВО ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Исследования проводились на описанной выше модели газовой отрасли России. Исходные условия для расчетов: средние сутки максимального потребления газа в сети (январь 2021 г.). В такие сутки работу сети можно считать наиболее напряженной. Суммарный поток газа по сети в эти сутки, учитывая экспорт, составил округленно 2180 млн м³, при величине потребления газа внутри страны порядка 1550 млн м³/сут. Исследования показали, что потенциальный дефицит газа у потребителей может наблюдаться при прекращении работы 449 объектов ЕСГ (242 узла, 199 дуг и 8 пересечений МГ расчетного графа). Из этого количества объектов ранее [1, 2, 10, 11] был выделен 61 объект, единичные прекращения работы которых способны привести к относительному дефициту газа в 5% и более от суммарной потребности в газе по ЕСГ. Среди этих объектов 22 дуги МГ между узловыми КС, 36 узлов (30 узловых КС, 5 головных КС на выходах с месторождений, 1 КС на выходе с ПХГ) и 3 пересечения МГ между КС. Эти объекты составляют современный перечень КВО ЕСГ.

Рассмотрим иллюстративный пример для оценки возможностей надежного снабжения электрической и тепловой энергией конечных потребителей и, тем самым, отнесения к КВО ТЭК отдельных КВО ЕСГ. Для этого выделим несколько КВО ЕСГ, расположенных в разных точках газотранспортной сети. Выбранные КВО ЕСГ включают три пересечения коридоров МГ между КС и пять узловых КС на пересечениях МГ.

Средствами ПВК “Нефть и газ России” на основе решения математической задачи (1)–(4) были оценены возможности поставок газа потребителям в условиях потери работоспособности выбранных КВО ЕСГ. Каждое исследование касалось выхода из строя одного КВО. Ниже в табл. 1–8 приведена информация о расчетных возможностях поставки газа в конкретные регионы РФ при потере работоспособности КВО ЕСГ. Указанные КВО ЕСГ ранжированы по степени уменьшения расчетного дефицита газа, при этом их реальные наименования заменены на условные.

Полученные величины недопоставок газа в регионы, отмеченные в табл. 1–8, могут повлиять на процесс топливоснабжения газопотребляющих электрогенерирующих источников, расположенных в данных регионах. При этом, если при сохранении

Таблица 1. Потеря работоспособности КВО ЕСГ “Пересечение № 1”

Субъект	Потребление	Поставка	Дефицит
	млн м ³ /сут		%
Пермский край	66	0.7	99
Кировская область	13.3	0	100
Республика Удмуртия	13.2	5.6	58
Республика Башкортостан	62.4	10	84
Республика Татарстан	69	50	28
Республика Марий Эл	5	0	100
Республика Чувашия	7.7	0	100
Республика Мордовия	10	0	100
Нижегородская область	29.3	5.5	81
Костромская область	18.2	0	100
Архангельская область	14	0	100
Вологодская область	33.8	0	100
Республика Карелия	3.7	0	100
Ленинградская область	77.5	67.7	13
Новгородская область	15.4	12.7	18
Смоленская область	9.6	0	100
Калужская область	6.9	4.1	41
Московская область	140.7	98.4	30
Тульская область	29.4	0	100
Брянская область	8	0	100
Орловская область	5.5	0	100
Липецкая область	17.5	0	100
Воронежская область	21.1	0	100
Курская область	8	0	100
Белгородская область	28.6	0	100
Всего по ЕСГ	1550	1091	30

определенной доли поставки газа можно говорить о приоритетах распределения недостаточных объемов газа в структуре газопотребления в регионе, то полное отсутствие поставки газа в регион будет обозначать полное прекращение его подачи и на газопотребляющие электрогенерирующие источники. При этом в ЕЭС России работают разные виды электрогенерирующих источников. Адекватное моделирование позволяет ответить на вопрос: насколько проблемы с отключением КВО газовой отрасли могут повлиять на снабжение электроэнергией конечных потребителей.

ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТЕЙ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЕЙ ПРИ ПРЕКРАЩЕНИИ РАБОТЫ ОТДЕЛЬНЫХ КВО ЕСГ

Оценка недоотпуска электроэнергии проводилась для условий функционирования ЕЭС России на уровне 2022 г., [12]. Недоотпуск электроэнергии оценивался за период первых двух недель января (этот период принят как период с максимальным потреблением электроэнергии в ЕЭС России). При оценке недоотпуска электроэнергии был проведен учет плановых ремонтов генерирующего оборудования, [7]. В табл. 9 представлены величины отношения недоотпусков электроэнергии в условиях отключения КВО ЕСГ к величинам требуемого уровня электропотребления в ЕЭС России и Объединенных энергосистемах (ОЭС) ЕЭС России за рассматриваемый период.

Из анализа результатов видно, что, к примеру, отключение КВО ЕСГ КС 4 способно вызвать относительный недоотпуск 1.6% от уровня потребления всей ЕЭС России (без учета ОЭС Востока) и недоотпуск более 6% в ОЭС Урала. Видно, что ОЭС Урала

Таблица 2. Потеря работоспособности КВО ЕСГ “Пересечение № 2”

Субъект	Потребление	Поставка	Дефицит
	млн м ³ /сут		%
Свердловская область	64.8	54.8	15
Пермский край	66	0.7	99
Кировская область	13.3	0	100
Республика Удмуртия	13.2	5.6	58
Республика Башкортостан	62.4	10	84
Республика Татарстан	69	45.2	34
Республика Марий Эл	5	0	100
Республика Чувашия	7.7	0	100
Республика Мордовия	10	0	100
Нижегородская область	29.3	21.1	28
Вологодская область	33.8	0	100
Ленинградская область	77.5	67.7	13
Новгородская область	15.4	15	3
Тульская область	29.4	0	100
Брянская область	8	5.6	30
Орловская область	5.5	0	100
Липецкая область	17.5	0	100
Воронежская область	21.1	0	100
Курская область	8	0	100
Белгородская область	28.6	27	6
Всего по ЕСГ	1550	1217	21

более других страдает практически во всех случаях отключений, кроме отключений “Пересечение № 1” и “КС 5”. В этом случае существенные недоотпуски электроэнергии могут иметь место в ОЭС Северо-Запада.

Учитывая величины возможных недоотпусков электроэнергии по отдельным ОЭС, видно, что отключение “Пересечения № 2”, “Пересечение № 3” и “КС 2” может быть в значительной степени компенсировано возможностями самой ЕЭС России. Нарушение их работы по одному способно вызвать относительные недоотпуски электроэнергии менее 1% по всем анализируемым ОЭС. Таким образом, с позиций возможных недоотпусков электроэнергии эти КВО ЕСГ нельзя отнести к КВО ТЭК. Все остальные из выбранных КВО ЕСГ, т.е. “Пересечение № 1”, “КС 1”, “КС 3”, “КС 4”, “КС 5” могут быть отнесены к КВО ТЭК регионального уровня.

ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТЕЙ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИЕЙ ПРИ ПРЕКРАЩЕНИИ РАБОТЫ ОТДЕЛЬНЫХ КВО ЕСГ

Безусловно недопоставки газа в отдельные регионы отразятся и на выработке в них тепловой энергии. В целом по России доля тепловой энергии, выработанной на природном газе в 2021 г., составила почти 76%, в европейской части страны эта величина превысила 89% (расчеты на основании [13]). Наибольшие негативные последствия здесь проявятся в регионах с высокой долей доминирования природного газа в балансах КПП (характерно для большинства регионов европейской части страны).

Расчетные величины возможного суточного недоотпуска тепловой энергии по регионам в зоне действия ЕСГ при отключении КВО ЕСГ представлены в табл. 10. Величины недоотпуска тепла в некоторых случаях отключения различных КВО ЕСГ не меняются. Это соответствует результатам таблиц, характеризующих объемы недопоставки газа в регионы. К примеру, поставки газа в Воронежскую область полностью

Таблица 3. Потеря работоспособности КВО ЕСГ “КС 1”

Субъект	Потребление	Поставка	Дефицит
	млн м ³ /сут		%
ЯНАО	153.6	82.5	46
Кировская область	13.3	0	100
Республика Удмуртия	13.2	5.6	58
Республика Башкортостан	62.4	11.8	81
Оренбургская область	75.4	60	20
Республика Татарстан	69	37	46
Республика Марий Эл	5	0	100
Республика Чувашия	7.7	0	100
Республика Мордовия	10	0	100
Вологодская область	33.8	0	100
Новгородская область	15.4	15	3
Тульская область	29.4	0	100
Орловская область	5.5	0	100
Курская область	8	0	100
Белгородская область	28.6	27.4	4
Липецкая область	17.5	0	100
Воронежская область	21.1	0	100
Всего по ЕСГ	1550	1220	21

Таблица 4. Потеря работоспособности КВО ЕСГ “КС 2”

Субъект	Потребление	Поставка	Дефицит
	млн м ³ /сут		%
ЯНАО	153.6	150	2
Кировская область	13.3	3.9	71
Республика Башкортостан	62.4	55.6	11
Оренбургская область	75.4	60	20
Республика Татарстан	69	37	46
Республика Марий Эл	5	0	100
Республика Мордовия	10	0	100
Вологодская область	33.8	0	100
Новгородская область	15.4	15	3
Тульская область	29.4	0	100
Орловская область	5.5	0	100
Курская область	8	0	100
Белгородская область	28.6	27.4	4
Липецкая область	17.5	0	100
Воронежская область	21.1	0	100
Всего по ЕСГ	1550	1351	13

прекращаются при отключении по одному 4-х первых КВО ЕСГ. При этом в обычной ситуации доля тепловой энергии, вырабатываемой на газе, составляет 96%. Непоступившие объемы газа в определенной мере могут быть заменены доступными объемами топочного мазута. Эти также ограниченные возможности и учтены во всех случаях полного отсутствия поставок газа. В табл. 11 результаты анализа по отнесению КВО ЕСГ к различным перечням КВО ТЭК сведены вместе.

Из данных табл. 10 видно, что наибольшим образом в большинстве случаев будут страдать потребители Центрального, Северо-Западного и Приволжского федераль-

Таблица 5. Потеря работоспособности КВО ЕСГ “КС 3”

Субъект	Потребление	Поставка	Дефицит
	млн м ³ /сут		%
ЯНАО	153.6	74.3	52
Оренбургская область	75.4	58	23
Республика Татарстан	69	64.4	7
Республика Мордовия	10	3.2	68
Вологодская область	33.8	12.2	64
Новгородская область	15.4	14.2	8
Тульская область	29.4	0	100
Орловская область	5.5	0	100
Курская область	8	0	100
Белгородская область	28.6	25.2	12
Воронежская область	21.1	5	76
Всего по ЕСГ	1550	1357	12

Таблица 6. Потеря работоспособности КВО ЕСГ “КС 4”

Субъект	Потребление	Поставка	Дефицит
	млн м ³ /сут		%
ХМАО	100	42.2	58
Алтайский край	2.4	0	100
Омская область	12.4	1.3	90
Тюменская область	24.6	6.9	72
Курганская область	6.9	0	100
Челябинская область	58.3	6	90
Республика Удмуртия	13.2	7	47
Всего по ЕСГ	1550	1389	10

Таблица 7. Потеря работоспособности КВО ЕСГ “КС 5”

Субъект	Потребление	Поставка	Дефицит
	млн м ³ /сут		%
Ленинградская область	77.5	11.4	85
Республика Карелия	3.7	0	100
Вологодская область	33.8	0	100
Калининградская область	8.90	4.80	46
Всего по ЕСГ	1550	1442	7

Таблица 8. Потеря работоспособности КВО ЕСГ “Пересечение № 3”

Субъект	Потребление	Поставка	Дефицит
	млн м ³ /сут		%
Свердловская область	64.8	54.8	15
Пермский край	66	0.7	99
Кировская область	13.3	0	100
Республика Удмуртия	13.2	5.6	58
Всего по ЕСГ	1550	1454	6

Таблица 9. Относительные недоотпуски электроэнергии в ЕЭС России (без ОЭС Востока) при отключении КВО ЕСГ

Энергосистема	Требуемый уровень потребления э/э, млрд кВт ч/сут	Сценарий отключения КВО ЕСГ, недоотпуск* (%)							
		Пер. № 1	Пер. № 2	КС 1	КС 2	КС 3	КС 4	КС 5	Пер. № 3
ЕЭС России (без ОЭС Востока)	45260	0.3	—	0.6	—	0.7	1.6	0.3	0.2
ОЭС Северо-запада	4599	2.4	—	—	—	—	—	2.8	—
ОЭС Центра	9549	—	—	—	—	—	—	—	—
ОЭС Средней Волги	4668	—	—	—	—	—	—	—	—
ОЭС Юга	4722	—	—	—	—	—	—	—	—
ОЭС Урала	11 821	—	0.1	2.1	—	2.6	6.2	—	0.8
ОЭС Сибири	9901	—	—	—	—	—	—	—	—

* “—” означает величину менее 0.1

Таблица 10. Ожидаемый недоотпуск тепловой энергии по «пострадавшим» регионам зоны действия ЕСГ при отключении КВО газовой отрасли

Федеральный округ, регион	Потребление т/э	Доля т/э произведенной на газе	Сценарий отключения КВО ЕСГ							
			Пер. № 1	Пер. № 2	КС 1	КС 2	КС 3	КС 4	КС 5	Пер. № 3
	тыс. Гкал/сут		%							
Россия (без ДВФО)	5780	76	10	7	5	4	1	3	2	2
Центральный ФО	1686		14	10	7	10	5	—	—	—
Белгородская обл.	51	98	62	—	—	—	—	—	—	—
Брянская обл.	27	99	63	—	—	—	—	—	—	—
Воронежская обл.	80	96	61	61	61	61	11	—	—	—
Костромская обл.	25	79	50	—	—	—	—	—	—	—
Курская обл.	32	95	60	60	60	60	60	—	—	—
Липецкая обл.	76	80	51	51	51	51	—	—	—	—
Орловская обл.	21	99	63	63	63	63	63	—	—	—
Смоленская обл.	33	93	59	—	—	—	—	—	—	—
Тульская обл.	65	87	56	56	56	56	56	—	—	—
Северо-Западный ФО	715		11	5	5	5	—	—	16	—
Респ. Карелия	36	60	38	—	—	—	—	—	38	—
Архангельская обл.	89	52	33	—	—	—	—	—	—	—
Вологодская обл.	72	77	49	49	49	49	—	—	49	—
Ленинградская обл.	289	52	—	—	—	—	—	—	23	—
Приволжский ФО	1463		18	15	8	2	—	—	—	8
Респ. Башкортостан	223	98	25	25	18	—	—	—	—	—
Респ. Марий Эл	26	91	58	58	58	58	—	—	—	—
Респ. Мордовия	29	99	63	63	63	63	—	—	—	—
Чувашская респ.	35	99	63	63	63	—	—	—	—	—
Пермский край	162	90	54	54	—	—	—	—	—	54
Кировская обл.	51	78	50	50	50	—	—	—	—	50
Нижегородская обл.	136	96	29	—	—	—	—	—	—	—
Уральский ФО	639		—	—	—	—	—	21	—	—
Тюменская обл.	209	71	—	—	—	—	—	45	—	—
Челябинская обл.	174	84	—	—	—	—	—	23	—	—
Сибирский ФО	957		—	—	—	—	—	3	—	—
Алтайский край	71	13	—	—	—	—	—	8	—	—
Омская обл.	96	58	—	—	—	—	—	24	—	—

Таблица 11. Результаты анализа по отнесению КВО ЕСГ к различным перечням КВО ТЭК

Отключаемый КВО ЕСГ	Перечень КВО СЭ				Перечень КВО ТЭК	
	электроэнергетика		теплоэнергетика		Фед.	Рег.
	Фед.	Рег.	Фед.	Рег.		
Пересечение № 1		+	+		+	
Пересечение № 2			+		+	
КС 1		+	+		+	
КС 2				+		+
КС 3		+		+		+
КС 4		+		+		+
КС 5		+		+		+
Пересечение № 3				+		+

ных округов. Прежде всего это объясняется высокой долей газа в производстве тепловой энергии в этих регионах. По относительным величинам возможного недоотпуска тепловой энергии видно, что отключение первых 3-х КВО ЕСГ по одному способно привести к ограничениям в производстве тепловой энергии по России в зоне действия ЕСГ равному и более 5%. Эти КВО должны войти в федеральный перечень КВО ТЭК. Отключение оставшихся 5-ти КВО ЕСГ не превысит условную отметку в 5%, но способно привести к серьезным проблемам с производством тепловой энергии в значительном количестве регионов. Таким образом, эти КВО ЕСГ могут быть отнесены к региональному уровню КВО ТЭК.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В статье представлены основные положения методического подхода к определению уровня КВО энергетики. На примере анализа взаимосвязанной работы ЕСГ, ЕЭС России и систем теплоснабжения отдельных регионов показано, что не все КВО одной энергетической системы могут существенным образом влиять на надежность энергоснабжения потребителей со стороны другой энергетической системы, непосредственно связанной с первой. Анализ результатов модельных исследований показал, что все выбранные для примера КВО ЕСГ являются КВО ТЭК, но одни из них должны быть включены в федеральный перечень, а другие – в региональный.

Разработанный подход позволяет сформулировать порядок выявления энергетических объектов, представляющих собой КВО федерального и регионального уровней ТЭК. На такие объекты должно быть в первую очередь обращено внимание с позиций обеспечения надежного топливо- и энергоснабжения потребителей и в целом с позиций обеспечения требований энергетической безопасности страны на федеральном и региональном уровнях. Соответствующей стратегической задачей при развитии ТЭК должна стать задача формирования направлений и конкретных путей снижения критической значимости таких КВО для потенциальной работоспособности соответствующих СЭ и ТЭК в целом.

Статья подготовлена в рамках проектов государственного задания № FWEU-2021-0003 (рег. номер: AAAA-A21-121012090014-5) и № FWEU-2021-0001 Программы фундаментальных исследований РФ на 2021–2030 гг. с использованием ресурсов ЦКП “Высокотемпературный контур” (Минобрнауки России, проект № 13.ЦКП.21.0038).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Сендеров С.М., Рабчук В.И., Еделев А.В. Особенности формирования перечня критически важных объектов газотранспортной сети России с учетом требований энергетической без-

- опасности и возможные меры минимизации негативных последствий от чрезвычайных ситуаций на таких объектах // Известия РАН. Энергетика. 2016. № 1. С. 70–78.
2. Senderov S., Edelev A. Formation of a list of critical facilities in the gas transportation system of Russia in terms of energy security. *Energy*. 2017. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.11.063>
 3. Senderov S., Krupenev D., Pyatkova N. Hierarchy of Models for the Study of National and Regional Energy Security // *Energy Systems Research*. V. 2. № 4. 2019. PP. 32–42.
 4. Пяткова Н.И., Сендеров С.М. Методические и модельные аспекты исследования функционирования и развития электроэнергетических систем с позиций энергетической безопасности // *Электроэнергия. Передача и распределение*. 2020. № 4 (61). с. 50–53.
 5. Храмов А.В., Еникеева С.М., Хрусталева Н.М. и др. Программное и информационное обеспечение решения задач живучести Единой системы газоснабжения СССР // *Методы и модели исследования живучести систем энергетики*, Новосибирск: Наука, Сиб. отд. 1990. С. 86–91.
 6. Форд Л.Р., Фалкерсон Д.Р. Поток в сетях / пер. с англ., М.: Мир. 1966. 276 с.
 7. Kovalev G.F., Lebedeva L.M. Reliability of Power Systems. Springer-Verlag GmbH, (2019).
 8. Надежность топливо- и энергоснабжения потребителей с позиций обеспечения энергетической безопасности / С.М. Сендеров, В.И. Рабчук, Д.С. Крупнев и др. Новосибирск: СО РАН, 2022. 132 с.
 9. Еделев А.В., Сендеров С.М., Сидоров И.А., Феоктистов А.Г., Береснева Н.М. Распределенная вычислительная среда для анализа уязвимости критических инфраструктур энергетики. Системы управления, связи и безопасности. 2018. № 3. С. 197–231.
 10. Сендеров С.М., Воробьев С.В. Формирование перечней критически важных объектов газовой отрасли и их сочетаний с позиций энергетической безопасности страны / *Известия РАН. Энергетика*. 2019. № 1. с. 59–69.
 11. 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 and System Safety*, V. 203. November 2020. 107046. <https://doi.org/10.1016/j.ress.2020.107046>
 12. Приказ Минэнерго России от 26.02.2021 N 88 “Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2021–2027 годы”. <https://minenergo.gov.ru/node/20706>
 13. Росстат. Остатки, поступление и расход топлива и тепловой энергии, отработанных нефтепродуктов, вторичных горючих и тепловых ресурсов в 2021 году. Российская Федерация. https://rosstat.gov.ru/mediabank/pok_76_2022

Methodological Approach to Assessing the Level of Significance of Critically Important Energy Facilities in the Interconnected Operation of Energy Systems

S. M. Senderov^{a, b, *}, D. S. Krupenev^{a, b}, S. V. Vorobev^a,
N. M. Beresneva^a, and D. A. Boyarkin^a

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

^bFederal State Budget Educational Institution of Higher Education
“Irkutsk National Research Technical University”, Irkutsk, Russia

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

The paper presents the main components of a methodical approach to assessing the level of significance of critical energy facilities on the example of individual outages of the most important facilities of the Russian gas transmission network. Approaches to modeling the fuel and energy complex of the country and its constituent energy systems: gas, electricity and heat supply are presented. Algorithms for identifying critical energy facilities of the industry, regional and federal levels, as well as examples of their ranking depending on the level of expected consequences for consumers of electrical and heat energy in case of loss of performance of these critical facilities are given.

Keywords: critical facilities, undersupply of electricity and heat, reliability of fuel and energy supply

УДК 629.78.064.52:621.314.671

К ВОПРОСУ О РАСЧЕТЕ НАПРЯЖЕНИЯ ОБРАТНОГО ДУГОВОГО ПРОБОЯ ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ТЕРМОЭМИССИОННОГО ДИОДА И ЕГО ПРЕДЕЛЬНОЙ УДЕЛЬНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ МОЩНОСТИ

© 2023 г. Е. В. Онуфриева¹ *, В. В. Онуфриев¹

¹Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
“Московский государственный технический университет имени Н.Э. Баумана
(национальный исследовательский университет)”, Москва, Россия

*e-mail: onufryev@bmstu.ru

Поступила в редакцию 29.11.2022 г.

После доработки 16.01.2023 г.

Принята к публикации 20.01.2023 г.

Вопросы создания мощных энергодвигательных установок (ЭДУ) на основе термоэмиссионного реактора-преобразователя (ТРП) и электроракетных двигательных установок (ЭРДУ) связаны с разработкой компактных высокотемпературных радиационно-стойких систем преобразования тока (СПТ), использующих в своем составе приборы плазменной электроэнергетики – сеточные ключевые элементы (СКЭ) и высоковольтные плазменные термоэмиссионные диоды (ВПТД). Основной проблемой разработки СКЭ и ВПТД является определение их рабочего напряжения (или напряжения обратного дугового пробоя в запертом состоянии), которое в совокупности с плотностью тока в проводящем состоянии характеризует плотность электрической мощности вентиля и является его основным параметром. В рамках данной работы авторами на основе исследования запертого состояния численным и аналитическим методом получены новые зависимости для расчета напряжения обратного дугового пробоя и определены предельные величины плотности электрической мощности ВПТД.

Ключевые слова: высоковольтный плазменный термоэмиссионный диод, напряжение обратного дугового пробоя, область возбужденных атомов, тепловой поток, плотность электрической мощности, межэлектродный зазор

DOI: 10.31857/S0002331023020048, EDN: JYWCNH

ВВЕДЕНИЕ

Определение электрической прочности газоразрядных вентилях к обратному дуговому пробоя необходимо для расчета их вентилях свойств, рабочей температуры, давления рабочего тела в межэлектродном зазоре (МЭЗ) и плотности электрической мощности, передаваемой на нагрузку. Паронаполненные вентиля – СКЭ и ВПТД [1, 2] обладают повышенными выходными электрическими характеристиками по сравнению с газоразрядными в проводящем состоянии. В этой связи знание зависимости их электропрочностных свойств к обратному дуговому пробоя от теплофизических параметров состояния позволит создать методики проектирования и оптимизации теплоэлектрических и массоэнергетических характеристик СКЭ и ВПТД.

К настоящему времени проектирование указанных вентилях возможно с использованием результатов экспериментальных исследований обратного дугового пробоя в ВПТД с цезиевым и бариевым наполнением [3–8]. Вместе с тем авторами данной работы в [9] найдено аналитическое решение относительно определения величины напряжения обратного дугового пробоя в ВПТД с неэмиттирующим анодом и цезиевым

наполнением в виде формулы, которая в дальнейшем модифицирована для прямого расчета напряжения пробоя в режиме обратного тока.

ИССЛЕДОВАНИЕ ПАРАМЕТРОВ РАЗРЯДА В КАТОДНОМ СЛОЕ В РЕЖИМЕ ОБРАТНОГО ТОКА ДИОДА ЧИСЛЕННЫМ МЕТОДОМ

Авторами данной статьи ранее было получено аналитическое выражение для расчета напряжения зажигания обратного дугового разряда в межэлектродном зазоре высоковольтного термоэмиссионного диода с цезиевым наполнением [9]. В основе новой энергетической модели был рассмотрен режим токопереноса ионами с учетом энергообмена с атомами в катодной части плотного (аномального) тлеющего разряда – ионном слое, на основании чего было получено уравнение энергии для тяжелой компоненты (атомов) в катодном слое, выраженное через напряженность электрического поля $E(x)$, температуру атомов $T_a(x)$:

$$\frac{e}{n_a} \left(\frac{n_i}{Q_{ia}} + \frac{n_e}{Q_{ea}} \right) \frac{dE(x)}{dx} + k n_a \frac{dT_a(x)}{dx} \cong -\epsilon_0 E(x) \frac{dE(x)}{dx}, \quad (1)$$

где m_a – масса атома цезия; e – заряд электрона; k – постоянная Больцмана; ϵ_0 – диэлектрическая постоянная; n_a , n_i , n_e – концентрация атомов, ионов и электронов соответственно в ионном слое у отрицательного электрода; Q_{ia} – сечение перезарядки; Q_{ea} – сечение столкновений электрон–атом.

Решение уравнения (1) показало, что распределение электрического поля в катодном слое носит гиперболический характер [9].

Вместе с тем, в отличие от существующих представлений о формировании области возбужденных атомов в катодном слое тлеющих разрядов, разработанная модель токо- и энергопереноса указывает на иной механизм возбуждения атомов пара, а именно – за счет перезарядки ионов на атомах в сильных полях и упругого рассеяния “быстрых” атомов. Эта область наблюдается в экспериментальных исследованиях по газовому разряду [10–14]. Существование резкой границы этой области обусловлено тем, что вынос энергии потерь разряда происходит в направлении движения ионов к отрицательному электроду, при этом скорость ионов в этой области на два порядка превышает тепловую скорость атомов. Нагрев атомов, согласно выражению (3) [9]:

$$\frac{dT_a(x)}{dx} \cong \frac{2\epsilon_0}{5\chi_a} \left(\frac{2^{1/2}e}{m_a n_a \Omega_{ia}} \right)^{1/2} \left[E^{5/2}(x) - E^{5/2}(0) \right] \quad (2)$$

наблюдается только при значительных электрических полях – 10^6 В/м и более [9].

Нагрев атомов пара цезия у поверхности отрицательного электрода (неэмиттирующего анода) при напряженности электрического поля у отрицательного электрода $E(d_k) = 10^6 \dots 10^7$ В/м, d_k – протяженность прикатодного слоя, концентрации атомов цезия $n_a = 10^{20} \dots 10^{21}$ м⁻³ может достигать 3500...5500 К.

Аналогичный результат был получен авторами при решении системы уравнений (1) и (2) для катодного слоя (режим обратного тока) численным методом в программном комплексе “Matlab/Simulink” [15], схема и алгоритм решения приведены на рис. 1.

На рис. 2–3 представлены результаты численного расчета распределений напряженности электрического поля, температуры пара цезия в катодном ионном слое (в режиме обратного тока ВПТД).

Расчеты теплофизических и электрических характеристик в приэлектродном слое показали, что при давлениях пара цезия 10^{-2} Торр (1.33 Па) и характерной его длине $d_k \sim (250\text{--}300) \lambda_{aa}$ [10–13], где λ_{aa} – длина свободного пробега атома цезия при упругих столкновениях, электрическое поле сосредоточено в узкой области – порядка $0.1 d_k$, рис. 2. Именно в этой области наблюдается разогрев атомной компоненты (рассеяние

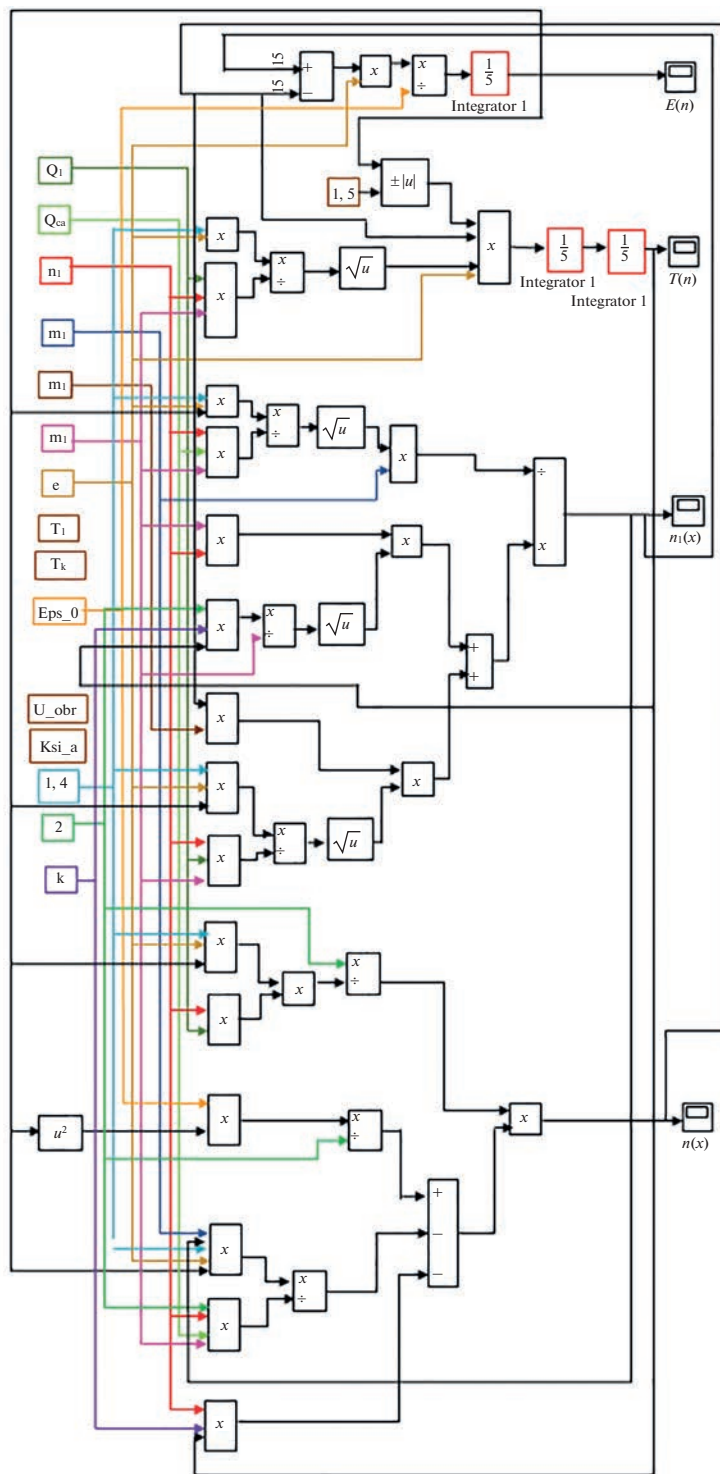


Рис. 1. Алгоритм решения системы дифференциальных уравнений, описывающих катодный ионный слой плотного тлеющего разряда (режим обратного тока) в программном комплексе “Matlab/Simulink”.

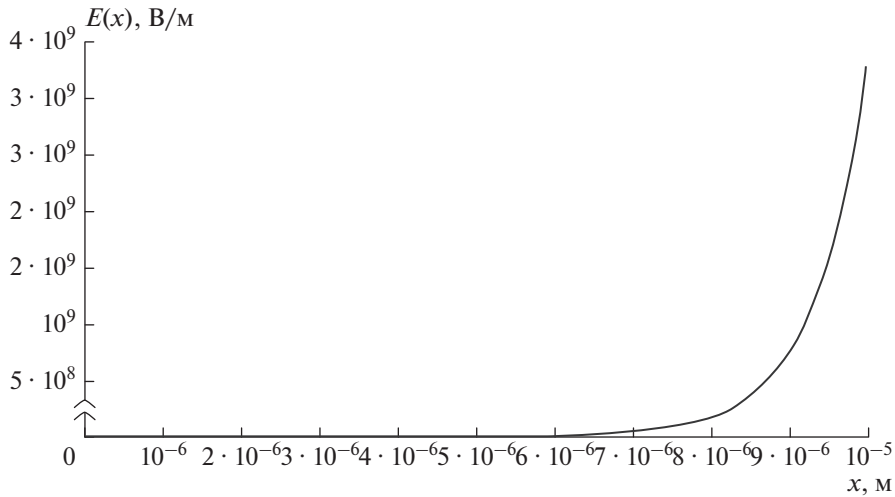


Рис. 2. Распределение напряженности электрического поля в катодном ионном слое. $n_a = 10^{20} \text{ м}^{-3}$, $T_{a0} = 600 \text{ К}$.

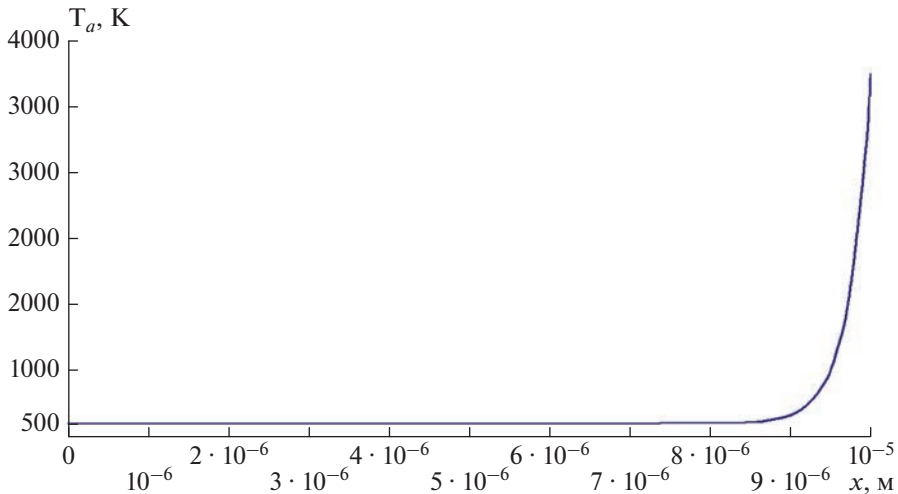


Рис. 3. Распределение температуры пара цезия в катодном ионном слое в режиме обратного тока. $n_a = 10^{20} \text{ м}^{-3}$, $T_{a0} = 600 \text{ К}$.

“быстрых” атомов, образующихся вследствие резонансной перезарядки), рис. 3. Прикатодное падение потенциала также сосредоточено в этой области.

Таким образом, и результаты численного моделирования показали, что область возбужденных атомов формируется вследствие механизма перезарядки и рассеяния “быстрых” атомов и определяет устойчивость данной формы разряда при соблюдении энергобаланса между джоулевым энерговыделением в ионном слое и отводом тепла от слоя возбужденными атомами пара цезия.

РАСЧЕТ НАПРЯЖЕНИЯ ОБРАТНОГО ДУГОВОГО ПРОБОЯ ДИОДА ПО УТОЧНЕННОЙ АНАЛИТИЧЕСКОЙ ЗАВИСИМОСТИ

Выполненное численное расчетное исследование режима обратного тока в МЭЗ ВПТД также показало, что устойчивость плотного тлеющего разряда определяется способностью области возбужденных атомов и ионов к отводу энергии джоулевых потерь из слоя (балансом между притоком тепла и отводом — излучением и теплопроводностью ионного слоя) [9].

Исследование рабочего процесса высоковольтного термоэмиссионного диода в режиме обратного тока численно в данной работе позволило подтвердить ранее полученный в [9] новый результат:

- формирование области возбужденных атомов в приэлектродном слое связано с перезарядкой в сильных полях и термализацией быстрых атомов;
- электрическое поле в слое описывается гиперболой (4-го порядка — аналитическое решение);
- накопление внутренней энергии в атомной компоненте и ее отвод (теплопроводностью, излучением, конвекцией) обеспечивают существование аномального тлеющего разряда при повышенных температурах пара.

Значение обратного приложенного напряжения $U_{обр}$, которое выдерживает ионный слой, и остается тлеющая форма разряда, определяется только теплофизическими свойствами пара — теплопроводностью $\chi_a(T_a)$, давлением (концентрацией n_a) атомов пара рабочего вещества (цезия) и практически не зависит от длины МЭЗ.

В [9] авторами на основе предложенной новой модели энергообмена и токопереноса в ионном слое тлеющего разряда (режим обратного тока ВПТД) была получена новая аналитическая зависимость для расчета напряжения зажигания обратного самостоятельного дугового разряда — обратного дугового пробоя, показывающего предельную вентильную способность диода:

$$U_{п} = \left((T_{a\text{ кр}} - T_{a0}) \frac{m_a \chi_{ar}^2}{ek\epsilon_0 n_a} \right)^{1/3}, \quad (3)$$

где χ_{ar} — “реактивная” теплопроводность; $T_{a\text{ кр}}$ — критическая температура пара в области возбужденных атомов в момент обратного дугового пробоя; T_{a0} — температура пара цезия в МЭЗ.

В выражении (3) неизвестными величинами являются “реактивная” теплопроводность и критическая температура атомов пара в момент пробоя. В момент зажигания обратного самостоятельного дугового разряда теплофизические характеристики пара испытывают скачок (вследствие процессов диссоциации, ионизации), поэтому в формуле (3) учитывается “реактивная” теплопроводность пара — χ_{ar} , связанная с ионизацией и диссоциацией атомов и определяемая формулой [16]:

$$\chi_{ar} = \frac{75}{64} \sqrt{\frac{\pi k^3 T_{a\text{ кр}}}{m_a}} \frac{1}{\bar{\Omega}^{(2,2)}}, \quad (4)$$

где $\bar{\Omega}^{(2,2)}$ — столкновительный интеграл, [17]; m_a — масса атома цезия.

Для использования формулы (3) при расчете напряжения обратного дугового пробоя необходимо определить такие величины, как критическая температура атомов в ионном слое — $T_{a\text{ кр}}$ и χ_{ar} — величина “реактивной” теплопроводности. Выражение (4) было аппроксимировано по табличным данным [16, 17]:

$$\chi_{ar} = \frac{75}{64} \sqrt{\frac{\pi k^3 T_{a\text{ кр}}}{m_a}} \frac{1}{(a \ln T_{a\text{ кр}} + b)c}, \quad (5)$$

где a, b, c — константы, зависящие от щелочного металла, используемого в качестве парового наполнителя межэлектродного зазора.

Для цезия константы составляют [16, 17]: $a = -10.69$; $b = 114.68$; $c = 10^{-20}$.

Расчет величины критической температуры атомов выполнен из условия баланса теплового потока в области возбужденных атомов ионного слоя. Исходя из результатов экспериментальных исследований режима обратного тока в МЭЗ ВПТД [3–5], величина теплового потока в предпробойном состоянии, связанная с джоулевыми потерями разряда и выносимого из слоя возбужденными атомами, составляет 1–2 Вт/см². Оценка температуры атомов пара проведена из условия:

$$q = \frac{3}{2} k T_{a \text{ кр}} \frac{n_a}{4} \sqrt{\frac{8 k T_{a \text{ кр}}}{\pi m_a}}. \quad (6)$$

Из выражения (6) получим выражение для расчета температуры атомов в области максимального нагрева (у поверхности отрицательного электрода):

$$T_{a \text{ кр}} = \left[\frac{8 q^2 \pi m_a}{9 k^3 n_a^2} \right]^{1/3}. \quad (7)$$

Расчеты, выполненные по зависимости (7), показали, что величина температуры возбужденных атомов в ионном слое МЭЗ диода (в режиме обратного тока) составляет 4500–7100 К при концентрации атомов 10^{20} м^{-3} (давление пара в МЭЗ составляет 0.83 Па или 6.24×10^{-3} Торр) и 1000–1500 К при концентрации атомов 10^{21} м^{-3} (давление в МЭЗ составляет 8.28 Па или 6.24×10^{-2} Торр).

В результате выражение для расчета напряжения зажигания обратного дугового разряда (обратный дуговой пробой) в МЭЗ ВПТД примет вид:

$$U_{\text{п}} = \left\{ \left[\frac{8 q^2 \pi m_a}{9 k^3 n_a^2} \right]^{1/3} - T_{a0} \right\} \frac{m_a}{ek \epsilon_0 n_a} \left[\frac{75}{64} \sqrt{\frac{\pi k^3}{m_a}} \left(\frac{8 q^2 \pi m_a}{9 k^3 n_a^2} \right)^{1/6} \frac{1}{\left(a \ln \left[\frac{8 q^2 \pi m_a}{9 k^3 n_a^2} \right]^{1/3} + b \right) c} \right]^2 \right\}^{1/3}. \quad (8)$$

В данном выражении определяющими параметрами являются: концентрация атомов — n_a , которая на 5–6 порядков превосходит концентрацию ионов в условиях плотного тлеющего разряда для диапазона давлений пара в МЭЗ диода, удельный тепловой поток в предпробойном состоянии (известен из экспериментальных исследований), и температура пара (температура отрицательного электрода).

Введем обозначения для констант:

$$\left[\frac{8 \pi m_a}{9 k^3} \right]^{1/3} = A, \quad \frac{m_a}{ek \epsilon_0} = B, \quad \frac{75}{64} \sqrt{\frac{\pi k^3}{m_a}} = C.$$

В результате получим выражение для расчета напряжения обратного дугового пробы в виде:

$$U_{\text{п}} = \left\{ \left\{ A \frac{q^{2/3}}{n_a^{2/3}} - T_{a0} \right\} \frac{B}{n_a} \left[C \sqrt{A \frac{q^{2/3}}{n_a^{2/3}}} \frac{1}{\left(a \ln \left(A \frac{q^{2/3}}{n_a^{2/3}} \right) + b \right) c} \right]^2 \right\} \right\}^{1/3}. \quad (9)$$

Результаты расчета обратного пробойного напряжения высоковольтного термоэмиссионного диода в режиме обратного тока по формуле (3), полученной из (8) с учетом (5) и (7) при тепловом потоке 1–2 Вт/см², приведены на рис. 4, кривая 1.

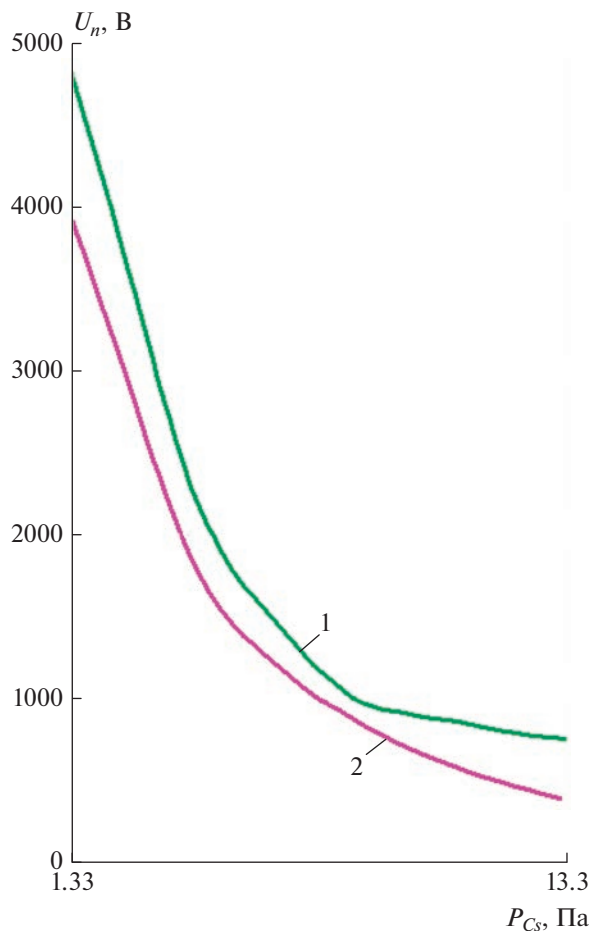


Рис. 4. Зависимость напряжения зажигания обратного дугового разряда в МЭЗ диода от давления пара цезия. 1 – $T_{a0} = 600$ К, $q = 1$ Вт/см². 2 – (полуэмпирическая зависимость [9]) $T_{a0} = 620$ К, $\chi_{ar} = 8 \chi_a$, χ_a по справочным данным, $\gamma_{икр} = 0.03$.

Второй график на рис. 4 (кривая 2 – розовый цвет) – результаты расчета по формуле, полученной ранее авторами работы в [9]:

$$j_{кр} = D_1 U_n^{7/3} n_a^2, \quad (10)$$

где D_1 – константа; $j_{кр}$ – предпробойная плотность тока (из обратных вольтамперных характеристик),

$$D_1 = (1 + \gamma_{икр}) \left[\epsilon_0 \left(\frac{2^{-7/3}}{5^{5/3}} \right) \left(\frac{k}{\chi_{ar}} \right)^{5/3} \left(\frac{e}{m_a} \right)^{4/3} Q_{ia}^{1/3} \right],$$

$\gamma_{икр}$ – коэффициент вторичной эмиссии с отрицательного электрода, который для цезия при напряжениях не более 1–2 кВ не превышает 0.03–0.05. Температура отрицательного электрода принималась равной 600–640 К (электрод неэмиттирующий), величина коэффициента реактивной теплопроводности принималась равной (8–10) χ_a для цезия при температуре 600–640 К.

Результаты расчета по теоретической модели и по полуэмпирической методике показали хорошее совпадение.

РАСЧЕТ ПРЕДЕЛЬНЫХ ТЕПЛОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ И ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ТЕРМОЭМИССИОННОГО ДИОДА

Так как напряжение обратного дугового пробоя является функцией давления пара, для обеспечения максимальной (оптимальной) удельной электрической мощности диода необходимо реализовать максимальную величину плотности термоэмиссионного тока с катода (для рабочего давления пара цезия) в проводящем состоянии.

Для достижения указанной цели можно воспользоваться “S-образными” зависимостями Рейзора для определения точки максимальной плотности тока, либо результатами обработки экспериментального материала по работам выхода в парах цезия и бария [18, 19]. Это реализуется оптимизацией температуры катода (“перемещением” температуры катода T_K в точку максимальной плотности термоэмиссионного тока на кривой постоянного давления пара в МЭЗ — “S-образной” кривой). В результате предложенного подхода диод с цезиевым наполнением МЭЗ оптимизируется по температуре катода и удельной электрической мощности (на единицу поверхности электрода). Параметром оптимизации является температура катода T_K , а давление пара в МЭЗ (определяется температурой термостата с цезием T_{Cs} , p_{Cs} и температура отрицательного электрода в режиме обратного тока ВПТД — анода T_A (задаются по условиям функционирования диода) определяют пробойное (рабочее) напряжение.

Алгоритм решения задачи оптимизации массоэнергетических и энергофизических характеристик диода следующий.

1. Определяется работа выхода материалов катода (иридий, рений, вольфрам, молибден и тантал) по известным аппроксимациям из [18, 19].

2. Определяется пробойное напряжение МЭЗ диода в режиме обратного тока — U_n по формуле (9).

3. По зависимости Ричардсона—Дешмана определяется плотность термоэмиссионного тока с катода диода в проводящем состоянии:

$$j_p(p_{Cs}, T_K) = 120.4 T_K^2 \exp\left(-\frac{e\Phi_K}{kT_K}\right). \quad (11)$$

4. Определяется удельная электрическая мощность диода (на единицу поверхности электрода):

$$P_{эл.уд} = j_p U_{проб}(p_{Cs}). \quad (12)$$

Полученные аналитически величины напряжения обратного дугового пробоя использовались для расчета удельной электрической мощности. Рабочее напряжение диода принималось (0.8–0.9) U_n .

Результаты расчетов удельной электрической мощности диода с цезиевым наполнением приведены на рис. 5. Отметим, что технически пригодной можно считать плотность тока катода в проводящем состоянии не менее 1 А/см², (это обеспечивается при температурах катода 2500 К и более) [18–20]. Как показало исследование: недостатком диода с цезиевым наполнением является невысокая плотность термоэмиссионного тока вследствие малых значений давления пара цезия в МЭЗ (10^{-3} – 10^{-2} Торр), поэтому удельная электрическая мощность диода с цезиевым наполнением не превышает 1–3 кВт/см², рис. 5.

Для увеличения $P_{эл.уд}$ целесообразно использовать бинарное наполнение МЭЗ (цезий и барий), что позволяет разделить оптимизацию на две независимые части: давление цезия p_{Cs} и температура анода T_A определяют пробойное (а следовательно, рабо-

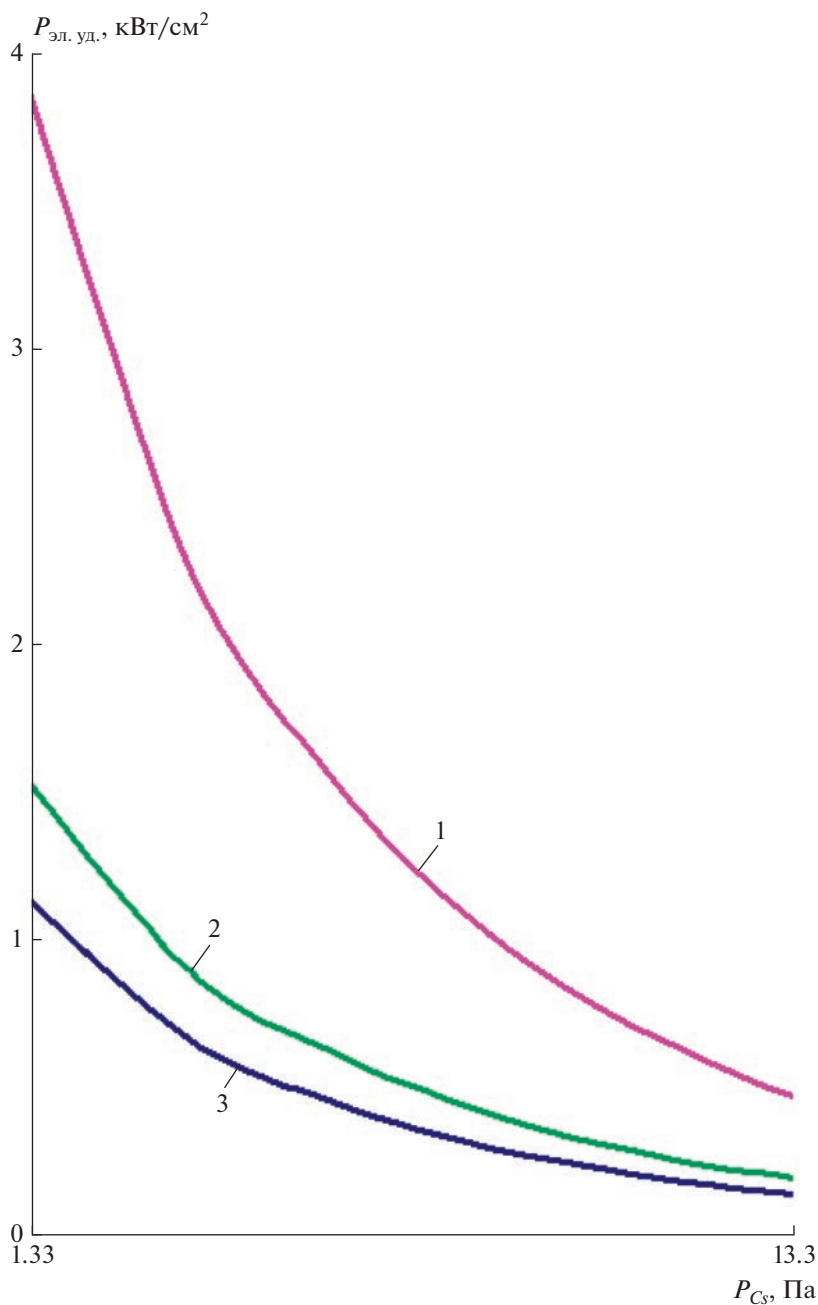


Рис. 5. Зависимость удельной электрической мощности диода от давления пара цезия при постоянной температуре катода ($T_K = 2500 \text{ К}$), материал катода: 1 – вольфрам, 2 – ниобий, 3 – молибден.

чее) напряжение, а давление бария p_{Ba} и температура катода T_K определяют плотность тока в проводящем состоянии. Отметим, что плотность термоэмиссионного тока в парах бария на один-два порядка превышает аналогичную в парах цезия [20]. Опираясь

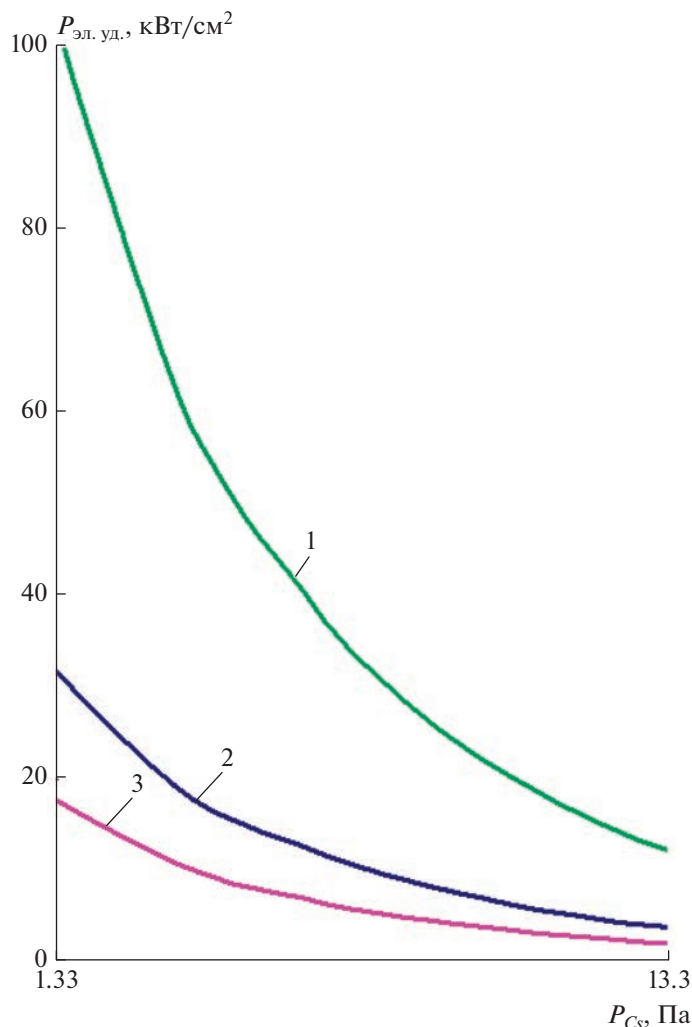


Рис. 6. Зависимости удельной электрической мощности диода от давления цезия при бинарном (“цезий + барий”) наполнении МЭЗ, материал катода: 1 – рений, 2 – вольфрам, 3 – молибден, температура катода 1800 К.

на данные литературы [20], было выбрано три значения работы выхода при бинарном наполнении МЭЗ. Величина работы выхода в парах бария может быть получена на уровне 2.5–3.2 эВ, при этом плотность термоэмиссионного тока с катода составит 10–30 А/см², что существенно превышает аналогичный показатель диода с цезиевым наполнением. Плотности термоэмиссионного тока с эмиттера вычислены при температуре катода, принятой 1800 К. Пробойные напряжения соответствуют ранее приведенным значениям на рис. 4.

Результаты расчета удельной мощности диода с бинарным наполнением (цезий + барий) приведены на рис. 6. Максимальная величина удельной мощности диода с цезиевым наполнением в этом случае не превышает 2–5 кВт/см². Отметим, что температура катода лежит в интервале 2570–2670 К (2300–2400°С), что резко снизит ресурс электродной группы такого устройства.

ОБСУЖДЕНИЕ ПОЛУЧЕННЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ

Экспериментальные исследования цезиевых диодов [3–5] выявили особенность, заключающуюся в том, что температура анода не должна превышать 700–720 К, иначе резко снижается пробойное напряжение диода (менее 300–100 В). Высоковольтное непроводящее состояние МЭЗ ВПТД наблюдается при низких давлениях пара цезия: $p_{Cs} = 10^{-2} \dots 4 \times 10^{-2}$ Торр, рис. 4, что подтверждено экспериментально в [3–5] и аналитическим решением в [9].

Однако в проводящем состоянии МЭЗ ВПТД для обеспечения технически пригодной плотности тока (удельной мощности) необходимо поддерживать температуру катода на уровне 2500–2800 К, т.к. катод имеет работу выхода, близкую к вакуумной. Это негативно сказывается на ресурсе ВПТД и требует применения тантала, рения или вольфрама в качестве материала катода. Следует отметить, что в этом случае перегревается сам катодный узел и требует дополнительных мер для обеспечения изоляции от корпуса и анодной части ВПТД.

Альтернативным вариантом повышения и пробойного напряжения, и удельной мощности паронаполненного ВПТД является применение бинарного наполнения МЭЗ: цезием и барием, причем давление пара цезия порядка 10^{-3} Торр, а бария 10^{-5} – 10^{-4} Торр. При этом электропрочностные свойства МЭЗ определяет наполнение цезием (превалирующая компонента смеси в МЭЗ), а эмиссионные свойства катода в проводящем состоянии обеспечиваются бариевой пленкой на катоде вследствие высокой энергии адсорбции [18–20]. Однако ВПТД с бинарным наполнением сложен с точки зрения создания системы регулирования и поддержания требуемых давлений смеси при высоких температурах и предотвращения конденсации бария в цезиевом тракте — так как источники паров цезия и бария имеют существенно разные температуры. Это усложняет и регулирование давления смеси в МЭЗ ВПТД.

В этой связи для увеличения рабочей температуры анода (и собственно ВПТД) целесообразно перейти на бариевое наполнение МЭЗ. Температура анода ВПТД может составлять 900–1000 К при давлении бария 10^{-4} – 10^{-3} Торр (0.01–0.1 Па), при этом пробойные напряжения превышают 2000–2200 В, а плотность тока в проводящем состоянии может достигать 30 А/см². Экспериментальные исследования [21] показали, что удельная электрическая мощность диода с бариевым наполнением может достигать 30–80 кВт/см² при рабочей температуре анода до 940 К (напряжение обратного дугового пробоя 2200–2500 В).

ВЫВОДЫ

В работе проведено численное исследование режима обратного тока в ВПТД с цезиевым наполнением, получены распределения для напряженности электрического поля, температуры атомов и потенциала в ионном слое. Результаты исследования подтвердили ранее полученное аналитическое решение.

Получена уточненная аналитическая формула для прямого расчета напряжения зажигания обратного дугового разряда в МЭЗ ВПТД в режиме обратного тока.

Проведена оптимизация теплоэлектрических и электроэнергетических характеристик ВПТД, и определены предельные значения плотности мощности, передаваемой на нагрузку.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Онуфриева Е.В., Синяевский В.В., Онуфриев В.В. Высокотемпературные системы преобразования тока перспективных космических энергодвигательных установок // Известия РАН. Энергетика. 2009. № 4. С. 137–144.
2. Онуфриева Е.В., Алиев И.Н., Онуфриев В.В. О выборе оптимального температурного режима преобразователя тока космической энергодвигательной установки // Известия вузов. Машиностроение. 2014. № 7. С. 10–18.

3. Моргулис Н.Д., Марчук П.М. Исследование дугового цезиевого выпрямителя // Украинский физический журнал. 1956. Т. 3. Вып. 1. С. 95–101.
4. Experimental Investigation of Electric Strength to Inverse Arc Breakdown of a Thermionic Diode with Cesium Filling / Onufriev V.V., Grishin S.D. // High Temperature. 1996. Т. 34. № 3. С. 477–480.
5. The Results of Investigations of High Temperature High Voltage Thermion Diode / Onufriyev V.V. // 35th Intersociety Energy Conversion Engineering Conference and Exhibit 2000. PP. 290–296.
6. Онуфриева Е.В., Онуфриев В.В., Яминский В.В. Разработка высоковольтных плазменных термоэмиссионных диодов высокотемпературного преобразователя тока энергодвигательных установок // Вестник Московского государственного технического университета им. Н.Э. Баумана. Машиностроение. 2011. № 3. С. 70–73.
7. Онуфриев В.В., Лошкарев А.И., Синявский В.В. Электроэнергетические характеристики термоэмиссионного высоковольтного диода для космических энергодвигательных установок // Известия РАН. Энергетика. 2006. № 1. С. 87–97.
8. Онуфриева Е.В., Онуфриев В.В., Алиев И.Н., Синявский В.В. Энергетические характеристики высокотемпературных плазменных вентилях систем преобразования тока космических энергодвигательных установок // Известия РАН. Энергетика. 2016. № 3. С. 127–140.
9. On Calculation of the Ignition Voltage for a Back-Arc Discharge in a High-Voltage Thermionic Diode / Sinyavsky V.V., Onufrieva E.V., Onufriev V.V., Grishin Y.M., Sidnyaev N.I., Ivashkin A.B. // Thermal Engineering. 2018. V. 65. № 13. С. 1019–1023.
10. Браун С.С. Элементарные процессы в плазме газового разряда. Москва: Госатомиздат, 1961. 323 с.
11. Грановский В.Л. Электрический ток в газе. Ч. II. Установившийся ток. М.: Наука, 1971. 543 с.
12. Райзер Ю.П. Физика газового разряда. М.: Наука, 1992. 536 с.
13. Каганов И.Л. Ионные приборы. М.: Энергия, 1972. 528 с.
14. Messrlie H.K., Ho N.L., Heffernan L.P. Electrical Break-Down of Electrode Boundary Layers // 12-th National Symposium Eng. Aspects MHD. Argonne (Illinois). 1972. P. III.5.1.–III.5.6.
15. Дьяконов В.П. “MATLAB 6.5 SP1/7 + Simulink 5/6” в математике и моделировании. Сер. “Библиотека профессионала”. М.: СОЛОН-Пресс, 2005. 576 с.
16. Davies R.H., Mason E.A., Munn R.J. High-Temperature Transport Properties of Alkali Metal Vapors // The Physics of Fluids. 1965. V. 5. № 3. P. 444–452.
17. Massey H.S.W. Electronic and ionic impact phenomena // Great Britain: Oxford, 1969. 661 pp.
18. Ушаков Б.А., Никитин В.Д., Емельянов И.А. Основы термоэмиссионного преобразования энергии. М.: Атомиздат. 1974. 288 с.
19. Плазменное термоэмиссионное преобразование энергии / И.П. Стаханов, А.С. Степанов, В.П. Пашенко, Ю.К. Гуськов. М.: Атомиздат, 1968. 392 с.
20. Термоэмиссионные преобразователи и низкотемпературная плазма / Под ред. Б.Я. Мойжеса и Г.Е. Пикуса. Москва: Наука, 1973. 480 с.
21. Онуфриев В.В., Лошкарев А.И. / Зажигание обратного дугового разряда в бариевом термоэмиссионном диоде // Вестник Московского государственного технического университета им. Н.Э. Баумана. Естественные науки. 2005. № 1. С. 72.

On the Issue of Calculating the Reverse Arc Breakdown Voltage of a High-Voltage Thermionic Diode and Its Maximum Specific Electrical Power

E. V. Onufrieva^a, * and V. V. Onufriev^a

^aBauman Moscow State Technical University, Moscow, Russia

*e-mail: onufriyev@bmstu.ru

The issues of creating powerful power propulsion systems (PPS) based on a thermionic reactor-converter (TRC) and electric rocket propulsion systems (ERPS) are related to the development of compact high-temperature radiation-resistant current conversion systems (CCS) using plasma electric power devices - grid key elements (GKE) and high-voltage plasma thermionic diodes (HVPTD). The main problem of the development of GCE and HVPTD is the determination of their operating voltage (or reverse arc breakdown voltage in the locked state), which together with the current density in the conductive state characterizes the electric power density of the valve and is its main parameter. Within the framework of this work, the authors, based on the study of the locked state, numerically and analytically obtained new dependences for calculating the reverse arc breakdown voltage and determined the limiting values of the electrical power density of the HVPTD.

Keywords: high-voltage plasma thermionic diode, reverse arc breakdown voltage, region of excited atoms, heat flux, electric power density, interelectrode gap

УДК 621.311.001.57

ОБЗОР МАТЕМАТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ СИСТЕМ НАКОПЛЕНИЯ ЭНЕРГИИ ДЛЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ. ЧАСТЬ I

© 2023 г. И. А. Разживин^{а, *}, А. А. Суворов^а, М. В. Андреев^а, Р. А. Уфа^а, А. Б. Аскаров^а

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

*e-mail: lionrash@tpu.ru

Поступила в редакцию 18.08.2022 г.

После доработки 16.01.2023 г.

Принята к публикации 20.01.2023 г.

В настоящее время системы накопления энергии (СНЭ) становятся неотъемлемой частью современных электроэнергетических систем (ЭЭС) и используются для решения широкого спектра задач. С ростом мощности и объема их внедрения СНЭ начинают оказывать влияние на режимы и процессы в ЭЭС. В связи с этим возникает необходимость использования математических моделей СНЭ, учитывающих специфику, различные отличительные свойства каждого вида и типа СНЭ в составе моделей реальных ЭЭС. Однако в зарубежной и отечественной литературе отсутствуют обзорные работы о детальных математических моделях распространенных видов СНЭ и применяемых для них упрощений, которые можно использовать для адекватного моделирования ЭЭС реальной размерности в зависимости от решаемых задач. Поэтому в первой части данной статьи рассмотрены наиболее перспективные типы СНЭ, применяемые в составе ЭЭС, а также области и задачи их использования. Для рассматриваемых СНЭ описаны принципы реализации детальных математических моделей, структуры систем автоматического управления. Во второй части статьи приведены современные подходы к упрощению математических моделей СНЭ, последствия таких упрощений и области их применения. Таким образом, обзорная статья может помочь в выборе математической модели СНЭ для решения конкретных задач анализа их функционирования в составе реальных ЭЭС.

Ключевые слова: системы накопления электрической энергии, накопитель, математические модели, электроэнергетические системы

DOI: 10.31857/S000233102302005X, EDN: JZIZSY

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время идет процесс развития и модернизации электроэнергетического комплекса путем внедрения новых технологий. Среди них все большее распространение получают системы накопления энергии (СНЭ). Широкие возможности СНЭ делают их одними из ключевых элементов будущих энергосистем [1, 2]. Согласно открытым данным по состоянию на 2020 год установленная мощность только электрохимических и электромагнитных СНЭ составила более 10 ГВт, на стадии реализации находится множество крупных проектов по установке различных СНЭ в электроэнергетические системы (ЭЭС) [3, 4]. При этом основной прирост мощности происходит за счет СНЭ, подключаемых к сети через устройства на

базе силовой полупроводниковой техники, преимущественно через статический преобразователь напряжения (СПН). Использование данных устройств позволяет применять СНЭ уже не только как источник бесперебойного питания, но и ввиду их быстродействия осуществлять практически безынерционное управление балансом активной мощности по любому заданному алгоритму [5–7]. Кроме этого, СНЭ могут использоваться для компенсации реактивной мощности, эффективного средства регулирования напряжения в нормальных и послеаварийных режимах. Учитывая multifunctionality и быстродействие таких систем, можно рассчитывать, что при продолжающимся их широком внедрении в современные ЭЭС многие задачи регулирования и управления, в том числе противоаварийного, будут решаться с учетом СНЭ [8–10]. Исходя из этого, внедрение СНЭ будет оказывать существенное влияние на динамические свойства ЭЭС, что обуславливает необходимость их учета при моделировании и исследовании режимов работы в ЭЭС.

Для успешного решения широкого спектра задач с помощью СНЭ в составе реальных ЭЭС необходима полная и достоверная информация о процессах как в самой СНЭ, так и ЭЭС в целом при нормальных и аномальных режимах их работы. Основным способом получения такой информации служит математическое моделирование. При моделировании традиционных ЭЭС для решения большинства задач достаточным являлось воспроизведение электромеханических переходных процессов с временной шкалой от нескольких миллисекунд до минут. Такой подход позволяет упростить модель ЭЭС и собственно процесс моделирования. Однако временная шкала работы СПН в составе СНЭ и их систем автоматического управления (САУ), определяющих в целом переходный процесс СНЭ, находится уже в диапазоне от нескольких микросекунд и охватывает высокочастотные коммутационные и электромагнитные переходные процессы, которые игнорировать нельзя. Немаловажным является учет особенностей каждого вида и типа СНЭ, которые необходимо учитывать при моделировании. В связи с этим вопрос моделирования и выбора соответствующих моделей СНЭ для исследования динамических свойств реальных ЭЭС является актуальным, требующим всестороннего анализа и исследования.

В литературе встречаются обзорные статьи, посвященные применяемым типам СНЭ и принципам их работы [11, 12]. Ряд работ посвящены обзору математических моделей отдельных типов СНЭ [13–15]. Также встречаются исследования по сравнению динамического отклика математических моделей различной детализации для некоторых типов СНЭ [16–20]. Однако в литературе отсутствует обзор детальных математических моделей распространенных видов СНЭ и применяемых для них упрощений, которые можно использовать для адекватного моделирования ЭЭС реальной размерности в зависимости от решаемых задач. Данная статья направлена на устранение данного пробела и в связи с существенным объемом разделена на две части. В первой части статьи рассматривается обобщенная структурная схема подключения СНЭ к ЭЭС и ее описание. В первой главе описаны принципы реализации детальных моделей СНЭ и математическое описание доминирующих технологий накопления энергии. Во втором разделе рассматриваются детальные математические модели СПН и интерфейса, связи между технологией накопления и сетью. Во второй части статьи рассматриваются современные подходы к возможным упрощениям моделей отдельных элементов и СНЭ в целом, а также обозначены последствия таких упрощений и задачи, в которых данные модели могут быть применены. Данная обзорная статья будет интересна специалистам, занимающимся моделированием реальных ЭЭС, так как включает описание применяемых моделей СНЭ и пути их упрощений. Также статья может поспособствовать в выборе необходимых моделей СНЭ для решения конкретных задач.

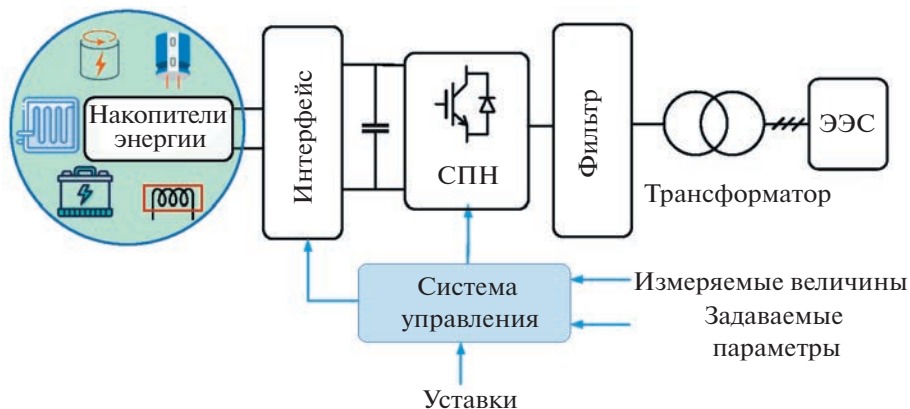


Рис. 1. Обобщенная структурная схема СНЭ в составе ЭЭС.

1. ДЕТАЛЬНАЯ МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ СНЭ

Общий вид структурной схемы СНЭ, работающей в составе ЭЭС, представлен на рис. 1 [21, 22].

Основными элементами данной структуры являются: трехфазный двунаправленный СПН; конденсатор цепи постоянного тока (ЦПТ); интерфейс связи между накопителем энергии и цепью постоянного тока, топология которого зависит от типа накопителя энергии; фильтр и трансформатор связи для подключения к ЭЭС. Согласно обозначенной структуре, в ЭЭС могут интегрироваться технологически несложные СНЭ, преимуществом которых является быстрый ввод в эксплуатацию. Такими СНЭ являются электрохимические (аккумуляторные и проточные батареи), химические (преимущественно водородные топливные элементы), механические (только маховиковые) и электромагнитные (сверхпроводниковые индуктивные накопители и суперконденсаторы), подключаемые через СПН. Обозначенные СНЭ способствуют решению широкого спектра задач в ЭЭС. Применение СПН в составе СНЭ позволяет добиться двух важных аспектов: 1) преобразование постоянного тока или переменного тока произвольной частоты в переменный ток промышленной частоты; 2) гибкий контроль выдачи мощности. За счет этого обеспечивается соблюдение требований по качеству, гибкости, надежности и устойчивости функционирования СНЭ в составе ЭЭС, а также наиболее эффективное управление СНЭ, увеличивая их срок службы. Кроме этого, использование СПН позволяет реализовать высокое быстродействие, таким образом, учитывая перспективы применения СПН в составе СНЭ, в следующих разделах рассматриваются именно математические модели данных типов СНЭ: маховиковые (МН), суперконденсаторы (СК), аккумуляторные батареи (АБ), сверхпроводниковые индуктивные накопители (СПИН) и водородные топливные элементы (ТЭ). Математические модели ГАЭС и ПАЭС не рассматриваются, поскольку их описание полностью соответствует широко изученным традиционным синхронным машинам. Также не рассматриваются термохимические и тепловые СНЭ, ввиду не однозначных перспектив их применения.

1.1. Математические модели накопителей энергии

В зависимости от типа накопителя могут применяться электрохимические, модельные физические, математические и электрические модели. Все они различаются по

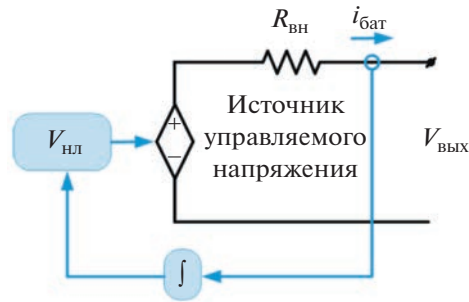


Рис. 2. Модель Шеферда.

сложности, вычислительным требованиям и достоверности получаемых результатов [23, 24]. Электрохимические и модельные физические модели включают сложные системы дифференциальных уравнений в частных производных и воспроизводят процессы в накопителе энергии (НЭ) с большей точностью [25, 26]. Однако такие модели требуют понимания электрохимических процессов, протекающих при накоплении энергии, и учета большого количества частных параметров. В связи с этим они не нашли широкого применения [18, 27]. Также одним из известных, но чрезвычайно сложным подходом является представление накопителей энергии в виде моделей дробного порядка [28]. Наибольшее распространение в электроэнергетике при моделировании различных режимов работы СНЭ в составе ЭЭС получили модели в виде эквивалентных электрических схем и универсальные обобщенные модели. С помощью них воспроизводятся широко применяемые АБ, СК, СПИН и ТЭ.

1.1.1. Математические модели АБ

Одна из первых обобщенных моделей для АБ с жидким электролитом была предложена Шефердом (рис. 2) [29]. Данная модель отражает электрохимические процессы и природу явления диффузии в АБ. Модель Шеферда является универсальной и с учетом параметрирования может использоваться для любых типов АБ [29]. В связи с этим она получила широкое распространение в промышленных средствах моделирования СНЭ в ЭЭС [30–32].

Математическая модель Шеферда описывается уравнением (1):

$$V_{\text{вых}} = V_{\text{нл}} - R_{\text{вн}} i_{\text{бат}} = V_0 - K \frac{Q}{Q - i(t)} \left(\int i dt \right) + A \exp^{-B \int i dt} - R_{\text{вн}} i_{\text{бат}}, \quad (1)$$

где $V_{\text{вых}}$ — напряжение на выходе модели; $V_{\text{нл}}$ — нелинейное напряжение АБ; $V_{\text{хх}}$ — напряжение холостого хода АБ; K — постоянная поляризации; $i(t)$ — фактический заряд батареи; $i_{\text{бат}}$ — ток батареи; Q — максимальная емкость АБ; A — экспоненциальное напряжение; B — экспоненциальная емкость; $R_{\text{вн}}$ — внутреннее сопротивление.

Более поздними разработками являются эквивалентные электрические схемы, разработанные Ченом и Ринкон-Мора [19], и модель на основе схемы Тевенина, которая более точно учитывает изменение параметров модели от температуры окружающей среды [33] (рис. 5).

Данные модели разработаны для литий-полимерных (LiPo) АБ, но могут использоваться для других типов. В сравнении с моделью Шеферда обозначенные эквивалентные электрические модели являются более сложными, но считаются более точными и

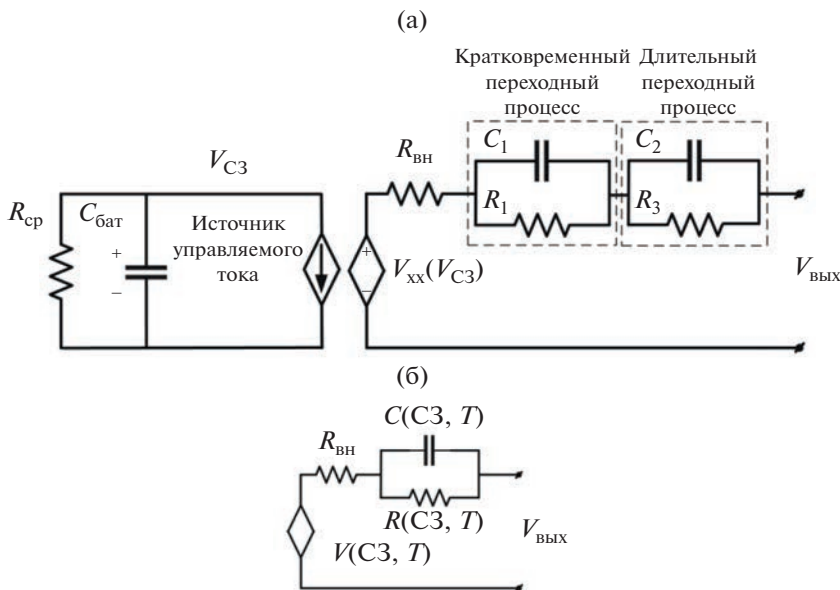


Рис. 3. Эквивалентные электрические модели АБ: (а) – модель Ринкон-Мора; (б) – модель на основе схемы Тевенина.

полными. В общем виде напряжение на выходе обозначенных моделей описывается уравнением (2) [34, 35]:

$$V_{\text{вых}} = V_{\text{xx}}(V_{\text{C3}}) - R_{\text{вн}} i(t) - V_{\text{перех}}(t), \quad (2)$$

где $V_{\text{xx}}(V_{\text{C3}})$ – напряжение холостого хода зависимое от уровня состояния заряда (СЗ) накопителя; $V_{\text{перех}}(t)$ – переходное напряжение на RC-цепях.

При необходимости в обозначенных моделях дополнительно эффект диффузии может быть учтен импедансом Варбурга [36]. В модели Ринкон–Мора температурный эффект учтен только в виде коэффициента поправки на полную емкость АБ. Для более точного учета влияния температуры в модели на основе схемы Тевенина реализовано уравнение теплопроводности для однородного тела [27]:

$$C_T = \frac{dT}{dt} = -\frac{T - T_a}{R_T} + P_s, \quad (3)$$

где R_T – коэффициент конвекционной теплопередачи между ячейкой и окружающей средой; C_T – теплоемкость ячейки; T – внутренняя температура ячейки; T_a – температура окружающей среды; P_s – мощность рассеиваемая внутри ячейки.

Основой многофакторной обобщенной моделью является модель Шеферда, в которой был выполнен ряд модификаций для учета температурных зависимостей и напряжения поляризации (рис. 4) [37, 38].

Напряжение на выходе определяется согласно выражению (4):

$$V_{\text{вых}} = V_{\text{нл}} - R_{\text{вн}} i_{\text{бат}} = V_{\text{xx}} - K \frac{Q}{Q - i(t)} it + A_b \exp^{-B \cdot it} - K \frac{Q}{Q - i(t)} i^* - C it - R_{\text{вн}} i_{\text{бат}}, \quad (4)$$

где i^* – отфильтрованный ток АБ; it – актуальный ток заряда АБ; C – коэффициент наклона поляризационного напряжения.

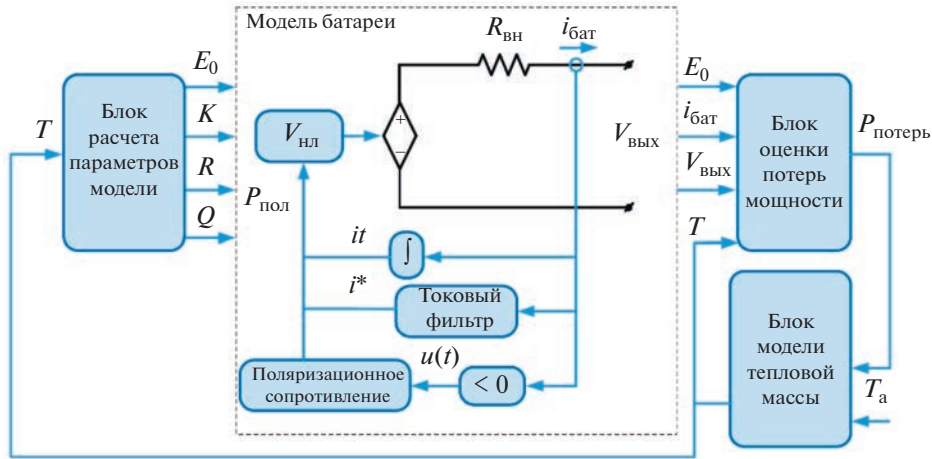


Рис. 4. Модифицированная обобщенная математическая модель Шеферда.

1.1.2. Математическая модель МН

Математическую модель МН условно можно разделить на механическую и электрическую части. В механической части (маховике) запасается кинетическая энергия вращения E , которая зависит от инерции и скорости, приложенных к маховику. Динамика маховика описывается известным уравнением движения ротора [39]:

$$M = J \frac{d\omega}{dt} + K_D \omega + K_C, \quad (5)$$

где J — суммарная инерция ротора генератора и маховика; K_D — коэффициент трения; K_C — кулоновское трение; M — результирующий момент.

Электрической частью математической модели МН является модель электрической машины [40, 41]. В МН находят применение различные типы электрических машин. Наиболее перспективными ввиду своих преимуществ являются электрические машины на базе синхронных генераторов с возбуждением от постоянных магнитов (СГПМ) [42–44]. Детальная математическая модель СГПМ в осях dq является хорошо изученной и представлена в [45].

1.1.3. Математическая модель СПИН

Параметры математической модели СПИН зависят от физических свойств сверхпроводника, его индуктивности и потерь. При понимании формы сечения проводника катушки и конструкции СПИН определение L не представляется сложной задачей, кроме того, паспортные характеристики СПИН содержат всю необходимую информацию [46–49]. Для детального анализа переходных процессов в СПИН катушку рассматривают как эквивалентную электрическую схему со сосредоточенными параметрами (рис. 5) [50–53].

Поскольку СПИН является источником тока, то напряжение на выходе определяется состоянием силовых ключей СПН и его параметрами в соответствии с напряжением конденсатора ЦПТ [54, 55]:

$$\begin{aligned} V_{\text{СПИН}} &= (1 - 2(1/A))V_{dc}, \\ I_{dc} &= (1 - 2(1/A))I_{\text{СПИН}}, \end{aligned} \quad (6)$$

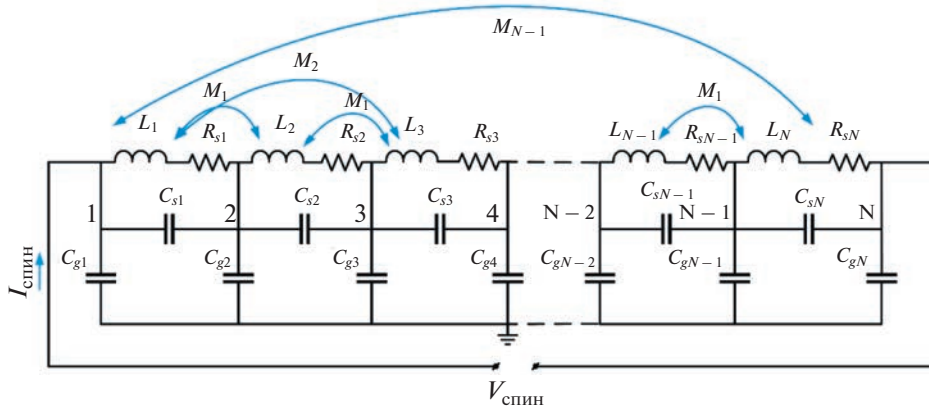


Рис. 5. Модель СПИН со сосредоточенными параметрами.

где $V_{\text{СПИН}}$ – среднее напряжение на катушке СПИН; $I_{\text{СПИН}}$ – ток катушки; V_{dc} – напряжение на конденсаторе ЦПТ; I_{dc} – среднее значение тока СПН; $1/A$ – рабочий цикл (время проводимости/период одного цикла переключения силовых ключей): при $1/A > 0.5$ катушка заряжается, $1/A < 0.5$ катушка разряжается, $1/A = 0.5$ катушка находится в режиме “ожидания”.

Ток СПИН может быть выражен через напряжение и индуктивность:

$$I_{\text{СПИН}} = \frac{1}{L_{\text{СПИН}}} \int_0^t V_{\text{СПИН}} dt + I_{\text{СПИН}0}, \quad (7)$$

где $I_{\text{СПИН}0}$ – начальный ток СПИН; $L_{\text{СПИН}}$ – индуктивность СПИН.

1.1.4. Математические модели СК

Среди эквивалентных электрических схем СК наиболее применяемой и сравнительно достоверной является модель, предложенная Зубиета и Бонертом. Модель разработана на основе физических принципов для двухслойных конденсаторов и воспроизводит электрохимические процессы, происходящие на границе раздела электрод-электролит с учетом саморазряда (рис. 6).

Элементы электрической схемы в ветвях имеют разную постоянную времени, тем самым воспроизводятся мгновенная динамика зависимости емкости от напряжения и более длительные процессы диффузии и саморазряда. Выражения для расчета и идентификации параметров модели приведены в [56].

Напряжение на выходе СК определяется в соответствии с выражениями (8)–(10):

$$V_{\text{вых}} = V_0 + \sum_{j=1}^n V R_j + R_{\text{yt}} I_C, \quad (8)$$

$$V_0 = \frac{1}{R_6(C_6 + C_{62}V_{\text{C6}})}, \quad (9)$$

$$\sum_{j=1}^n V R_j = \frac{1}{R_{\text{M}} C_{\text{M}}} \int_0^t i_C dt + \frac{1}{R_{\text{д}} C_{\text{л}}} \int_0^t i_C dt, \quad (10)$$

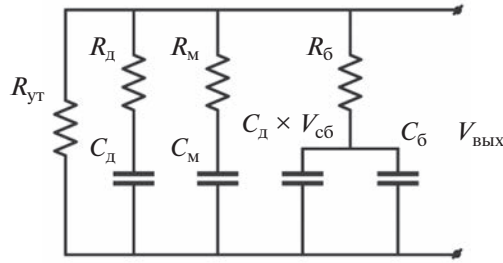


Рис. 6. Модель Зубиета и Бонерта.

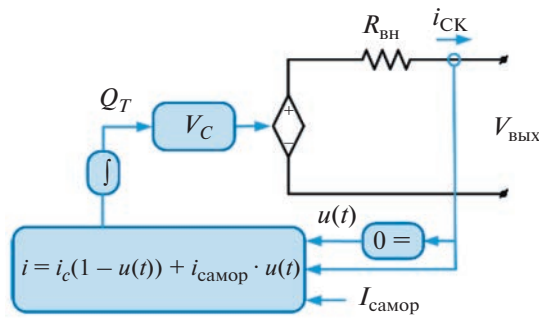


Рис. 7. Обобщенная модель СК.

где $C_б$, $C_{б2}$ – емкости, зависимые от приложенного напряжения, моделирующие мгновенные переходные процессы; I_C – внутренний ток СК; V_0 – максимальное напряжение СК; $V_{сб}$ – напряжение, приложенное к конденсатору; $R_{ут}$ – сопротивление утечки, моделирующие саморазряд; $R_м$, $C_м$ – воспроизводят медленные процессы в СК (до 10 минут); $R_д$, $C_д$ – воспроизводят длительные переходные процессы диффузии зарядов (более 10 мин).

Для исследования динамики СК при изменении температуры предложена модифицированная модель Зубиета и Бонерта, которая учитывает рассеивание мощности на внутреннем сопротивлении при заряде/разряде. Аналитические функции зависимости изменения параметров модели от температуры представлены в [57].

Обобщенная модель СК построена на основе модели Штерна (доработанная модель Гельмгольца и Гуи-Чепмена) [58–60]. Данная модель повторяет идеологию обобщенной модели для АБ, имеет простую настройку и подходит для воспроизведения наиболее распространенных типов СК (рис. 7).

Напряжение на выходе формируется с учетом падения напряжения на сопротивлении и параметров СК:

$$V_{\text{вых}} = V_C - R_{\text{вн}} i_C = \frac{N_S Q_T d}{N_{\Pi} N_e \epsilon \epsilon_0 A_i} + \frac{2 N_e N_{\text{Пос}} R T}{F} \text{sh}^{-1} \left(\frac{Q_T}{N_{\Pi} N_e A_i \sqrt{8 R T \epsilon \epsilon_0 c}} \right) - R_{\text{вн}} i_C, \quad (11)$$

где $V_{\text{СК}}$ – напряжение СК в соответствии с уравнением Штерна; A_i – площадь межфазной поверхности между электродами и электролитом; $c = 1/(8 N_A r^3)$ – молярная

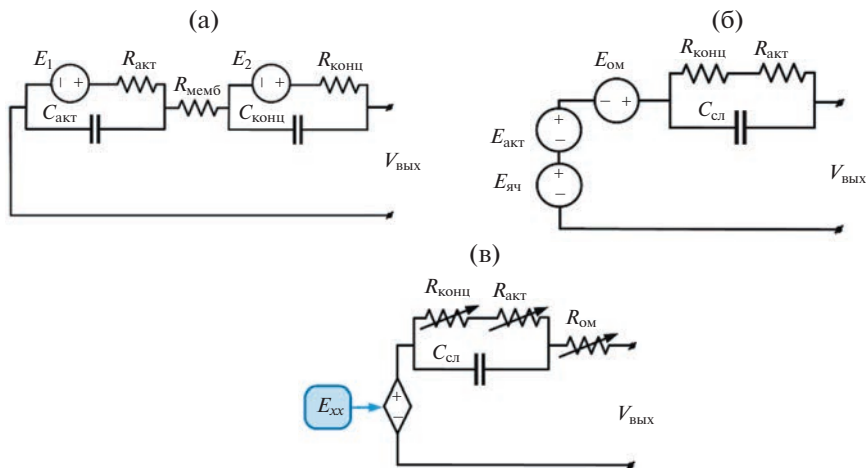


Рис. 8. Модель Лармина (а), модифицированная модель (б) и комплексная модель (в).

концентрация; F – постоянная Фарадея; $i_{СК}$ – ток СК; N_e – количество слоев электродов; N_A – постоянная Авогадро; N_p – количество параллельных СК; $N_{пос}$ – количество последовательных СК; Q_T – электрический заряд; R – идеальная газовая постоянная; d – молекулярный радиус; T – рабочая температура; ε – диэлектрическая проницаемость; ε_0 – проницаемость вакуума.

1.1.5. Математическая модель ТЭ

На рис. 8 представлены наиболее распространенные эквивалентные электрические схемы для ТЭ, отражающие мультифизические фундаментальные процессы с учетом динамики химических реакций в ТЭ.

Одной из первых была предложена модель Лармина или “оригинальная модель” (рис. 8а) [61], также применяются ее модификация [62] и комплексная модель Лана и Кай Струнца [63]. Модель воспроизводит электроды ТЭ RC -цепями (фарадеевский импеданс) и потенциалом напряжения, а потери в электролите и на ионном сопротивлении мембраны сопротивлением $R_{мемб}$. Модель подходит для описания переходных процессов в диапазоне от миллисекунд до десятков минут с учетом электрических и тепловых переходных процессов. Однако параметры модели Лармина не всегда могут быть соотнесены с реальными данными, что существенно ограничивает ее область применения [64]. Ввиду этого распространение получила модель эквивалентной схемы ТЭ первого порядка (рис. 8б) [65], параметры которой могут быть согласованы с реальными данными с помощью простой методики измерения. Для учета пневматических переходных процессов модель была модифицирована (рис. 8в) [66].

Все обозначенные модели воспроизводят выходное напряжение ТЭ с учетом омических, активационных и концентрационных потерь и процессов, вызванных диффузией в электрохимической реакции водородного топлива и кислорода в присутствии катализатора [67–69]:

$$V_{\text{вых}} = E_{\text{хх}} - \Delta E_{\text{акт}} - \Delta E_{\text{конц}} - \Delta E_{\text{ом}} - \Delta E_{\text{сл}}, \quad (12)$$

где $E_{\text{хх}}$ – теоретическое значение напряжения холостого хода ТЭ; $\Delta E_{\text{акт}}$ – активационные потери; $\Delta E_{\text{ом}}$ – омические потери; $\Delta E_{\text{конц}}$ – концентрационные потери; $\Delta E_{\text{сл}}$ – падение напряжения, вызванное емкостью двойного слоя.

В общем виде E_{xx} определяются в соответствии с уравнением Нернста (13):

$$E_{xx} = E_0 + \frac{RT_{TЭ}}{2F} \ln \left(\frac{p_{H_2}^{ch} \sqrt{p_{O_2}^{ch}}}{p^0 \sqrt{p^0}} \right), \quad (13)$$

где R – постоянная идеального газа; p_0 – рабочее давление.

Обратимое напряжение ячейки ТЭ (E_0) для нормальных условий при произвольной температуре $T_{TЭ}$ может быть рассчитано по уравнению (14):

$$E_0 = E^0 - k_E(T_{TЭ} - 298.15 \text{ K}), \quad (14)$$

где k_E – эмпирическая константа.

Активационные потери зависят от состояния электродов, температуры и определяются в соответствие с уравнением Тафеля (15) [70]:

$$\Delta E_{акт} = \xi_3 T_{TЭ} \ln \left(\frac{I_{TЭ}}{A} \right), \quad (15)$$

где $I_{TЭ}$ – ток нагрузки ТЭ; A – константа, зависящие от состояния электрода и ячейки; ξ_3 – постоянный параметрический коэффициент.

Падение напряжения концентрации вызвано градиентами концентрации реагентов и их диффузией из анодных и катодных каналов через пористые электроды и описывается уравнениями Стефана-Максвелла [70, 71]. В общем виде потери концентрации можно выразить как:

$$\Delta E_{конц} = R_{конц} I_{TЭ}. \quad (16)$$

Омическое падение напряжения возникает при переносе электронов через собирающие пластины и электроды, а также при проходе протонов через мембрану [72], и описывается уравнением:

$$\Delta E_{Ом} = R_{Ом} I_{TЭ}, \quad (17)$$

где $R_{Ом}$ – сопротивления переноса электронов и протонов.

Обобщенная модель, представленная на рис. 9, разработана для моделирования распространенных типов водородных ТЭ [73].

Напряжение холостого хода E_{xx} и напряжение на выходе ТЭ $V_{TЭ}$ с учетом потерь определяются в соответствии с выражением:

$$V_{вых} = E_{xx} - R_{вн} I_{TЭ}, \quad (18)$$

$$E_{xx} = E_{ос} N A \ln \left(\frac{i_{TЭ}}{i_0} \right) \frac{1}{s T_d / 3 + 1}, \quad (19)$$

где N – количество ячеек; A – коэффициент отклонения Тафеля; i_0 – ток реакции; T_d – постоянная времени отклика; $i_{TЭ}$ – ток ТЭ; $V_{TЭ}$ – напряжение ТЭ.

Передаточная функция первого порядка воспроизводит эффект активационных потерь (замедления химических реакций на поверхности электрода). Уравнения, необходимые для расчета параметров модели, приведены в [73].

1.1.6. Выводы

Общий принцип детальных моделей для накопителей энергии заключается в их представлении в виде эквивалентных электрических схем. Такой подход позволяет детально воспроизводить переходные процессы при накоплении энергии, учитывая специфику физических и химических явлений. Однако при исследовании конкретных типов с помощью электрических схем необходимо проводить идентификацию параметров, которых достаточно много. Более того, некоторые из параметров не всегда

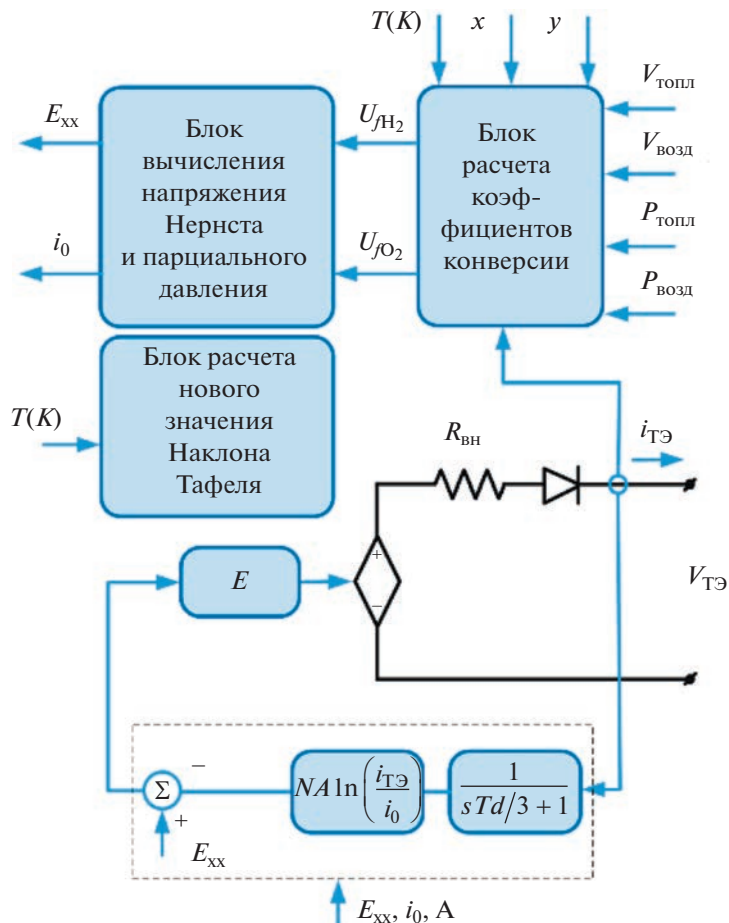


Рис. 9. Детализированная обобщенная модель ТЭ ($P_{\text{топл}}$ – абсолютное давление подачи топлива; $P_{\text{возд}}$ – абсолютное давление подачи воздуха; $V_{\text{топл}}$ – расход топлива; $V_{\text{возд}}$ – расход воздуха; x – процентное содержание водорода в топливе; y – процентное содержание кислорода в окислителе (%); U_{fO_2} и U_{fH_2} – коэффициенты перехода кислорода и водорода).

могут быть определены по каталожным данным и требуют проведения физических замеров, например, температурные или пневматические зависимости [74–76]. В связи с этим эквивалентные электрические схемы применимы только для конкретных типов накопления, для которых имеется полное понимание внутренних характеристик и исходных данных. Кроме этого, при составлении модели и задания исходных данных требуется проводить верификацию модели. Однако, как показывает практика, не всегда возможно найти требуемые зарядно-разрядные характеристики и прочие данные. Ввиду этого для некоторых типов накопителей энергии верификация выполняется с использованием натурных опытов, что не всегда осуществимо в принципе. В связи с этим разработаны обобщенные модели, которые практически не уступают по детализации электрическим схемам, являются универсальными, хорошо параметрируются по паспортным данным. Обобщенные модели менее чувствительны к неточностям в задании исходных данных и не требуют чрезвычайно сложных опытов по натурной верификации.

2. ДЕТАЛЬНАЯ МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ИНТЕРФЕЙСА СВЯЗИ МЕЖДУ НАКОПИТЕЛЕМ И ЭЭС

Трехфазный двунаправленный СПН является одним из основных элементов в составе схемы подключения СНЭ к ЭЭС [1]. Основным типом, используемым в современных энергосистемах, является преобразователи на основе быстродействующих полностью управляемых полупроводниковых силовых ключей преимущественно на базе IGBT-транзисторов [77, 78]. Для управления ключами в основном используется принцип синусоидальной широтно-импульсной модуляции (СШИМ) [79]. В зависимости от структуры цепи постоянного тока инверторы могут быть выполнены на базе статических преобразователей тока или напряжения (СПТ или СПН). Каждый имеет свои преимущества и недостатки [1]. В частности, инверторы на базе СПТ ограничивают применение мощных СНЭ на базе СПИН и СК, поскольку имеют меньшую пропускную способность [80]. Кроме этого, результаты анализа, представленного в [81], демонстрируют экономическую нецелесообразность применения СПТ со стороны сети. Таким образом, для СНЭ более эффективной является схема на базе СПН. С точки зрения топологии, наиболее предпочтительной, подходящей для всех типов накопителей энергии является трехуровневая мостовая схема преобразователя с фиксированной нейтральной точкой (3L-NPC-VSC). Фрагмент преобразователя представлен на рис. 10 [82]. Такая топология позволяет достичь более высоких уровней напряжения и передаваемой мощности в двухуровневых схемах СПН, а также имеет меньший уровень гармоник и потерь мощности.

Основные элементы схемы 3L-NPC-VSC описаны в [83]. В детальной математической модели 3L-NPC-VSC (также называемой коммутационной моделью) силовые ключи (IGBT-транзисторы) моделируются последовательно включенными сопротивлениями, индуктивностью, источником постоянного тока и идеальным ключом, управляемым логическим сигналом [84]. Вольт-амперная характеристика диода предоставляется упрощенной или идеализированной характеристикой. Таким образом, система уравнений (20), описывающая переходные процессы в 3L-NPC-VSC и их связь с внешними напряжениями и токами, учитывает дискретный характер формирования выходных напряжений ЦПТ [85–87].

$$\begin{cases} u_{abcZ} = u_{c1} \left(S_{abc1} - \frac{1}{3} \sum_{n=a}^{b,c} S_{n1} \right) + u_{c2} \left(S_{abc2} - \frac{1}{3} \sum_{n=a}^{b,c} S_{n2} \right); \\ C_1 \frac{du_{c1}}{dt} = i_{dc} - (S_{a1}S_{a2}i_a + S_{b1}S_{b2}i_b + S_{c1}S_{c2}i_c); \\ C_2 \frac{du_{c2}}{dt} = i_{dc} - (S_{a1}S_{a2}i_a + S_{b1}S_{b2}i_b + S_{c1}S_{c2}i_c) - (S_{a2}S_{a3}i_a + S_{b2}S_{b3}i_b + S_{c2}S_{c3}i_c), \end{cases} \quad (20)$$

где u_{abcZ} – выходные фазные напряжения 3L-NPC-VSC; i_{abc} – выходные фазные токи 3L-NPC-VSC; u_{c1} , u_{c2} – напряжения на эквивалентных емкостях цепи постоянного тока; C_1 , C_2 – эквивалентные значения емкостей цепи постоянного тока; i_{dc} – величина входного тока цепи постоянного тока; S_{abc} – коммутационная функция.

Отдельно следует отметить, что для МН трехуровневая топология СПН применяется также со стороны электрической машины (блок “интерфейс” на рис. 1), т.е. 3L-NPC-VSC имеет двунаправленную конфигурацию [88, 89]. Такая конфигурация необходима поскольку ротор маховика с переменной скоростью вращения напрямую соединен с электрической машиной.

Структурная схема САУ СПН со стороны сети строится в рамках общепринятых подходов, используемых для устройств подключаемых через преобразователи. В зависимости от реализации внешнего контура управления преобразователи со стороны се-

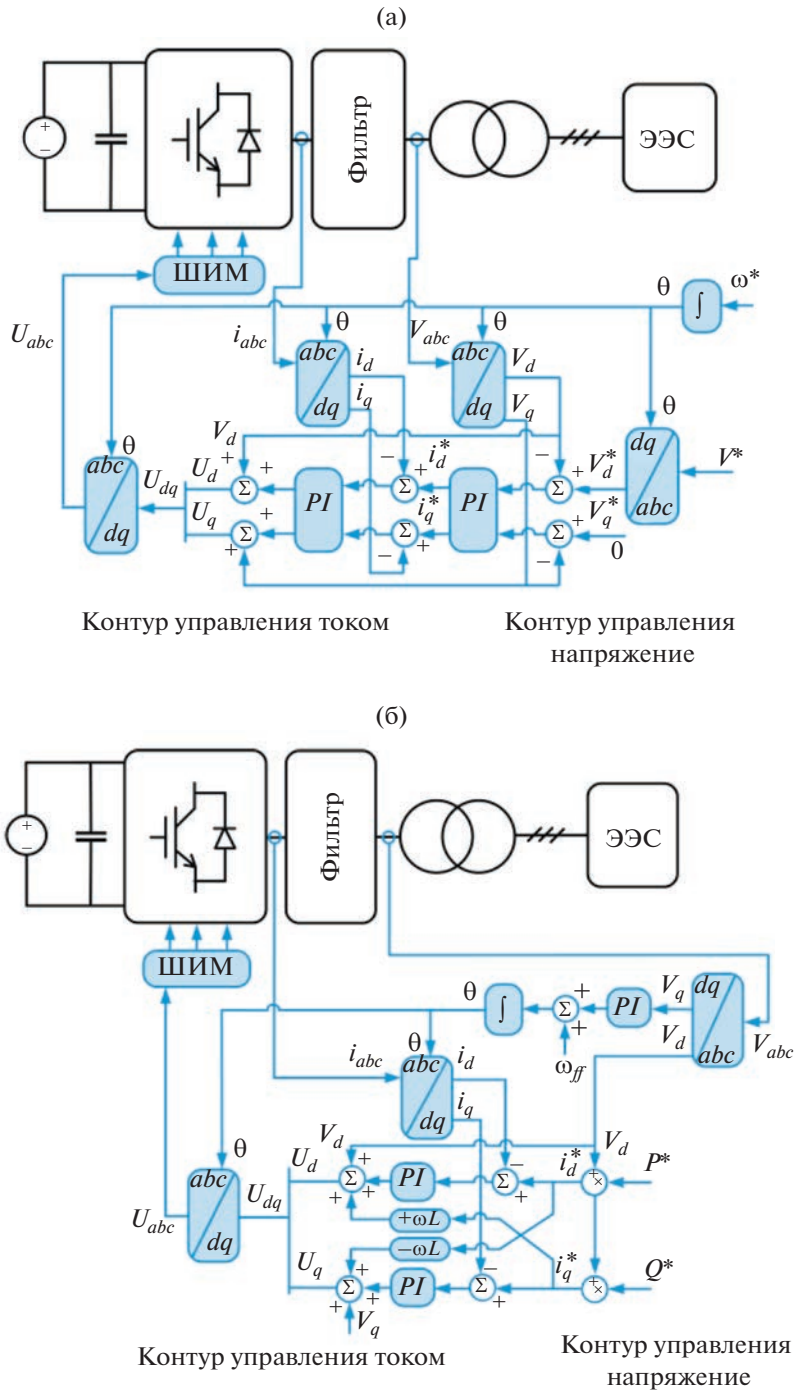


Рис. 11. Структурная схема САУ СПН со стороны сети (а) “ведомый”, (б) “ведущий”.

2.1. Преобразователь на постоянном токе

В качестве интерфейса связи между ЦПТ и накопителем энергии используются двунаправленные повышающие/понижающие преобразователи на постоянном токе (bidirectional-current buck/boost DC-DC converter). DC-DC преобразователь осуществляет функции заряда/разряда накопителя путем управления уровнем напряжений в ЦПТ. В составе СНЭ основное распространение получили изолированные и неизолированные двухуровневые и многоуровневые DC-DC преобразователи с нейтральной точкой и различными топологиями (рис. 12) [99–104]. Неизолированные преобразователи применяются с малым коэффициентом трансформации по напряжению [103, 105]. Изолированные BDC используются в случае большой мощности СНЭ, содержат гальваническую развязку (высокочастотный трансформатор) и применяются для более чувствительных к электромагнитным помехам и пульсациям накопителей энергии. Для повышения эффективности (снижения уровня шумов и гармоник) в изолированных и неизолированных DC-DC преобразователях могут применяться технологии мягкого переключения (soft-switching technique) при нулевом напряжении посредством вспомогательных схем, компонентов и специальной настройки модуляции (zero-voltage switching – ZVS) [106–109].

Для СК и АБ, как правило, используется трехуровневый инвертор, и поэтому применяют схемы двухквadrантных двунаправленных DC-DC преобразователей или двухквadrантных двухуровневых DC-DC преобразователей (рис. 12а, 12б). Также в цепях переключения могут предусматриваться дополнительные индуктивности, ограничивающие пульсации выходного тока. Для СПИН применяется конфигурация, обеспечивающая работу в трех режимах: заряд, разряд и “режим ожидания” (рис. 12в) [80, 100, 109]. Для водородных ТЭ широко применяются резонансные преобразователи с питанием от напряжения [110, 100] или тока [111]. В более современных водородных ТЭ также получили распространение полу- или полномостовые преобразователи и их модификации с фиксированной частотой резонансного перехода и ZVS (рис. 12г) [109–117].

Основу математического описания, воспроизводящего электромагнитные переходные процессы в двухквadrантном DC-DC преобразователе, составляет система уравнений (21) [118]. На ее основе формируются уравнения для других более сложных конфигураций, используемых с разными типами СНЭ.

$$\begin{cases} L \frac{di_L}{dt} = E - u_C(1 - S) - R_L i_L \\ C \frac{du_C}{dt} = i_L(1 - S) - \frac{u_C}{R_C} - i_{dc}, \end{cases} \quad (21)$$

где S – коммутационная функция; R_L , L – последовательные активное и индуктивное сопротивления катушки индуктивности; C , R_C – параллельные емкостное и активное сопротивления конденсатора; u_C – напряжение цепи постоянного тока; i_L – ток в индуктивности; E – ЭДС накопителя; i_{dc} – выходной ток.

Основная задача САУ DC-DC преобразователя поддерживать постоянным напряжением ЦПТ за счет управления процессом заряда/разряда СНЭ. Для СПИН САУ контролирует отклонение тока катушки в режиме заряда вместо напряжения ЦПТ [110]. Для МН алгоритм управления преобразователя со стороны электрической машины основан на контуре управления током (КУТ) и стратегии СШИМ, также как для преобразователя со стороны сети [88]. Его особенность заключается в формировании входного сигнала тока i_q для КУТ, которая обусловлена контролем режима заряда/разряда [15]. Кроме этого, для координатного преобразования вместо угла, формируемого ФАПЧ, используется измеряемый угол на роторе, отражающий его положение [119].

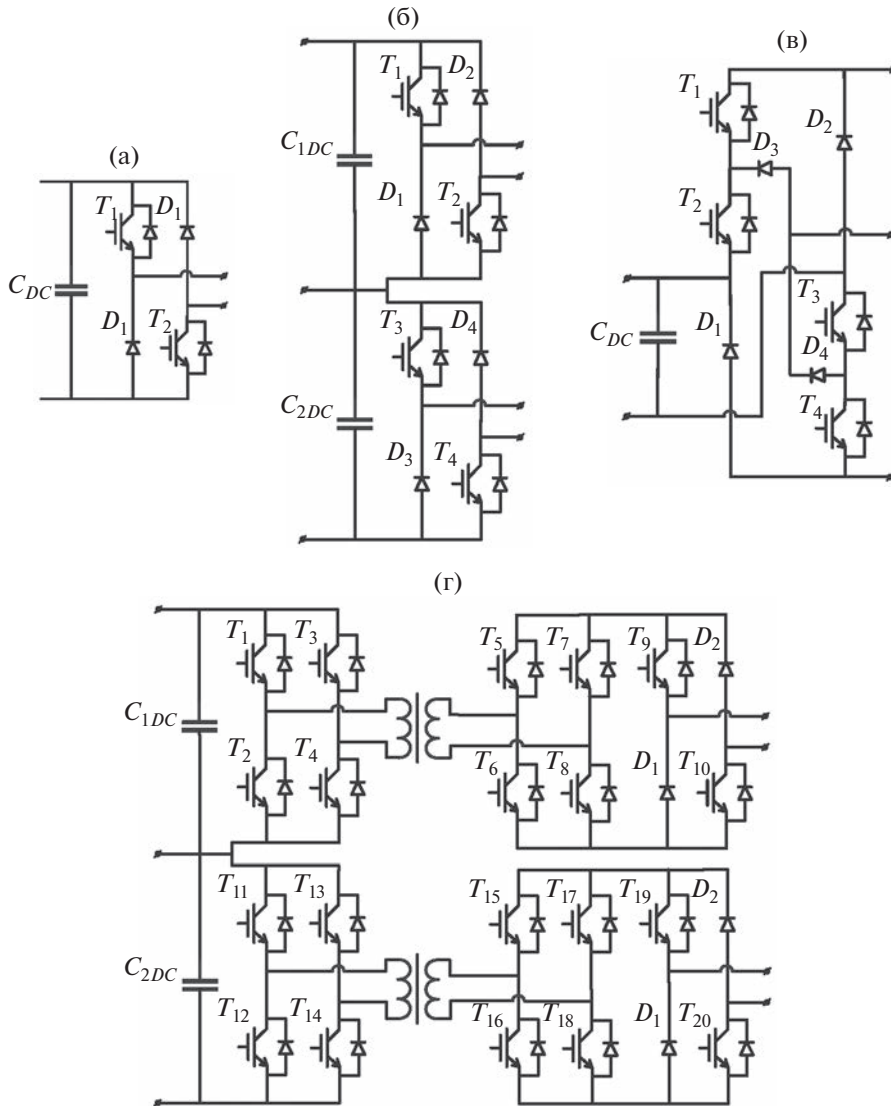


Рис. 12. Конфигурации DC-DC преобразователей, используемых в СНЭ: (а) двухквadrантные двунаправленные DC-DC преобразователи; (б) двухквadrантные двухуровневые DC-DC преобразователи; (в) трехрежимный DC-DC преобразователь; (г) полномостовой DC-DC преобразователь.

2.2. Фильтр и повышающий трансформатор связи

Как отмечалось ранее, фильтр и повышающий трансформатор связи в схеме подключения СНЭ к ЭЭС используются для сглаживания нежелательных гармоник и обеспечения гальванической развязки. Топология и параметры фильтра выбираются в рамках общепринятых методик с целью минимизации гармоник тока, создаваемых переключением силовых ключей преобразователя со стороны сети [120]. Математическое описание, отражающее электромагнитные переходные процессы в симметрич-

ной системе “преобразователь – RL -фильтр – трансформатор связи – сеть”, в общем виде формируется с помощью закона Кирхгофа и имеет следующий вид:

$$L_{abc} \frac{di_{abc}}{dt} = v_{Zabc} - v_{0abc} - R_{abc} i_{abc}, \quad (22)$$

где L_{abc} , R_{abc} – сопротивления RL -фильтра и трансформатора связи; i_{abc} – выходной ток преобразователя (в выражении выходной ток преобразователя со стороны сети и ток, протекающий через фильтр в сторону сети, идентичны); u_{0abc} – напряжение в точке подключения СНЭ.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Статья является обзорной в области математического моделирования СНЭ и позволяет читателю ознакомиться с детальными моделями СНЭ, принципами их реализации. В статье обозначены основные типы СНЭ, которые считаются наиболее перспективными для применения в современных ЭЭС. Рассмотрены математические модели СНЭ подключаемых к ЭЭС через СПН: АБ, СК, СПИН, ТЭ и МН. Для данных типов СНЭ описан принцип реализации детальными моделями, приводятся топологии основных конфигураций преобразователей постоянного тока, модели СПН и их математическое описание. Рассматриваются распространенные стратегии САУ СНЭ. Показано, что при моделировании различных режимов работы ЭЭС с СНЭ для детального математического представления различных типов накопителей (кроме маховиковых) используются в основном модели в виде эквивалентных электрических схем. Такие модели отражают переходные процессы различной длительности в накопителях, имеют схожий принцип построения и реализации. Однако для всех детальными моделями в виде эквивалентных электрических схем во многих рассмотренных работах отмечается сложность идентификации ряда параметров. Соответственно усложняется применение таких моделей, особенно в случае отсутствия натурных опытов по параметрированию. Поэтому в статье также приводятся обобщенные модели распространенных типов СНЭ, которые не уступают по уровню детализации моделям в виде эквивалентных электрических схем и воспроизводят значимый для электроэнергетики спектр процессов. Обобщенные модели менее чувствительны к неточностям в задании исходных данных и не требуют чрезвычайно сложных опытов по натурной верификации. Кроме этого, применение таких моделей возможно как для исследований электромагнитных, так и электромеханических переходных процессов.

Работа выполнена в рамках Программы стратегического академического лидерства “Приоритет – 2030” ТПУ (№ Приоритет-2030-НИП/ЭБ-022-1308-2021).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Electrical energy storage: white paper. Technical report. Prepared by electrical energy storage project team. International Electrotechnical Commission (IEC), Published December 2011.
2. Gallo A.B., Simões-Moreira J.R., Costa H.K.M. Energy storage in the energy transition context: A technology review, *Renew. Sustain. Energy Rev.* V. 65. p. 800–822, Nov. 2016. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.07.028>
3. DOE global energy storage database. [Online]. Available: <https://sandia.gov/ess-ssl/gesdb/public/statistics.html>; 2022 [accessed 23 March 2022].
4. Database of the European energy storage technologies and facilities. [Online]. Available: <https://data.europa.eu/data/datasets/database-of-the-european-energy-storage-technologies-and-facilities?locale=en>; 2022 [accessed 12 March 2022].
5. Ефремов Д.Г., Глушкин И.З. Повышение динамической устойчивости генератора с помощью управления группой накопителей энергии различного вида // Вестник ИГЭУ. № 6. 2017. С. 5–14.
6. Ефремов Д.Г., Глушкин И.З. Управление маховиковым накопителем с целью повышения динамической устойчивости станции // Релейная защита и автоматизация. 2016. № 2. С. 18–26.

7. Илюшин П.В., Куликов А.Л., Березовский П.К. Эффективное использование накопителей электрической энергии для предотвращения отключений объектов распределенной генерации при кратковременных отклонениях частоты / Релейная защита и автоматизация. 2019. № 4. С. 32–39.
8. Куликов Ю.А. Накопители электроэнергии – эффективный инструмент управления режимами электроэнергетических систем / Электроэнергетика глазами молодежи – 2018: материалы 9 междунар. молодеж. науч.-техн. конф., Казань, 1–5 окт. 2018 г. в 3 т. – Казань: Казан. гос. энергет. ун-т. 2018. Т. 1. С. 38–43.
9. Ефремов Д.Г., Ефремова И.Ю., Гускин И.З. Применение накопителей в энергосистеме для целей противоаварийной автоматики // Евразийский научный журнал. 2015. № 11. С. 80–86.
10. Ефремов Д.Г., Ефремова И.Ю. Исследование возможности применения накопителей энергии для целей противоаварийной автоматики // Десятая международная научно-техническая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых “Энергия-2015”. Т. 3. 2015. С. 129–131.
11. Luo X., Wang J., Dooner M., Clarke J. Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation // Applied Energy. 2015. V. 137. 2015. P. 511–536.
<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.09.081>
12. Molina M.G. Energy Storage and Power Electronics Technologies: A Strong Combination to Empower the Transformation to the Smart Grid, in Proceedings of the IEEE, 2017. V 105. № 11. P. 2191–2219.
<https://doi.org/10.1109/JPROC.2017.2702627>
13. Tamilselvi S., Gunasundari S., Karupiah N. A Review on Battery Modelling Techniques // Sustainability 2021. 13. № 18: 10042.
<https://doi.org/10.3390/su131810042>
14. Hidalgo-Reyes J.I., Gómez-Aguilar J.F., Escobar-Jiménez R.F. Classical and fractional-order modeling of equivalent electrical circuits for supercapacitors and batteries, energy management strategies for hybrid systems and methods for the state of charge estimation: A state of the art review // Microelectronics Journal. V. 85. 2019. P. 109–128.
<https://doi.org/10.1016/j.mejo.2019.02.006>
15. Molina M.G. Dynamic Modelling and Control Design of Advanced Energy Storage for Power System Applications. In Dynamic Modelling, edited by Alisson Brito. London: IntechOpen, 2010.
<https://doi.org/10.5772/7092>
16. Wagner N. “Electrochemical Impedance Spectroscopy”, in PEM Fuel Cell Diagnostic Tools ed. Haijiang Wang, Xiao-Zi Yuan and Hui Li (Boca Raton: CRC Press, 2011), [Online]. Available: <https://www.routledgehandbooks.com/doi/10.1201/b11100-5> [accessed 24 March 2022].
17. Souleman N.M., Tremblay O. and Dessaint L.-A. A generic fuel cell model for the simulation of fuel cell vehicles, 2009 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference. 2009. P. 1722–1729.
<https://doi.org/10.1109/VPPC.2009.5289692>
18. Tremblay O., Dessaint L. and Dekkiche A. A Generic Battery Model for the Dynamic Simulation of Hybrid Electric Vehicles,” 2007 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference, 2007. P. 284–289.
<https://doi.org/10.1109/VPPC.2007.4544139>
19. Chen M., Rincon-Mora G.A. Accurate electrical battery model capable of predicting runtime and I–V performance,” in IEEE Transactions on Energy Conversion. V. 21. № 2. 2006. P. 504–511.
<https://doi.org/10.1109/TEC.2006.874229>
20. Calero F., Cañizares C.A. and Bhattacharya K. Detailed and Average Battery Energy Storage Model Comparison,” 2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT-Europe), 2019. P. 1–5.
<https://doi.org/10.1109/ISGTEurope.2019.8905772>
21. Beck J.W., Carroll D.P., Gareis G.E. A computer study of battery energy storage and power conversion equipment operation, in IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. 1976. V. 95. № 4. P. 1064–1072.
<https://doi.org/10.1109/T-PAS.1976.32198>
22. Gareis G.E., Carroll D.P., Ong C.M., Wood P. The interaction of batteries and fuel cells with electrical distribution systems: Force commutated converter interface, in IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 1977. V. 96. № 4. P. 1242–1250.
<https://doi.org/10.1109/T-PAS.1977.32447>
23. Friede W., Rael S., Davat B. Mathematical model and characterization of the transient behavior of a PEM fuel cell,” in IEEE Transactions on Power Electronics, 2004. V. 19. № 5. P. 1234–1241.
<https://doi.org/10.1109/TPEL.2004.833449>
24. Rosewater D.M., Copp D.A., Nguyen T.A., Byrne R.H. and Santoso S. Battery Energy Storage Models for Optimal Control, in IEEE Access, V. 7. pp. 178357–178391. 2019.
<https://doi.org/10.1109/ACCESS.2019.2957698>
25. He F., Li X., Ma L. Combined experimental and numerical study of thermal management of battery module consisting of multiple Li-ion cells, International Journal of Heat and Mass Transfer, 2014. V. 72. P. 622–629.
<https://doi.org/10.1016/j.ijheatmasstransfer.2014.01.038>

26. Li J., Cheng Y., Jia M. An electrochemical–thermal model based on dynamic responses for lithium iron phosphate battery // *Journal of Power Sources*. 2014. V. 255. P. 130–143.
<https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2014.01.007>
27. Linden D., Reddy T. B. *Handbook of Batteries*, McGraw-Hill, 3rd ed. New York: McGraw-Hill, 2002.
28. Freeborn T.J., Maundy B., Elwakil A.S. Fractional-order models of supercapacitors, batteries and fuel cells: a survey // *Mater Renew Sustain Energy*. 2015.
<https://doi.org/10.1007/s40243-015-0052-y>
29. Shepherd C.M. Design of Primary and Secondary Cells – Part 2. An equation describing battery discharge // *Journal of Electrochemical Society*. 1965. V. 112. P. 657–664.
30. Einhorn M., Conte F.V., Kral C., Fleig J. Comparison, Selection, and Parameterization of Electrical Battery Models for Automotive Applications, in *IEEE Transactions on Power Electronics*, 2013. V. 28. № 3. P. 1429–1437.
<https://doi.org/10.1109/TPEL.2012.2210564>
31. Olivier T., Dessaint L.-A. Experimental Validation of a Battery Dynamic Model for EV Applications // *World Electric Vehicle Journal*. 2009. 3. № 2: 289–298.
<https://doi.org/10.3390/wevj3020289>
32. Prieto R., Oliver J.A., Reglero I., Cobos J.A. Generic Battery Model based on a Parametric Implementation, Twenty-Fourth Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition, 2009. P. 603–607.
<https://doi.org/10.1109/APEC.2009.4802720>
33. Huria T., Ceraolo M., Gazzarri J., Jackey R. High fidelity electrical model with thermal dependence for characterization and simulation of high power lithium battery cells, *IEEE International Electric Vehicle Conference*, 2012. P. 1–8.
<https://doi.org/10.1109/IEVC.2012.6183271>
34. Kim T., Qiao W. A Hybrid Battery Model Capable of Capturing Dynamic Circuit Characteristics and Nonlinear Capacity Effects, in *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 2011. V. 26. № 4. P. 1172–1180.
<https://doi.org/10.1109/TEC.2011.2167014>
35. Binelo M.F.B., Sausen A.T.Z.R., Sausen P.S. Mathematical Modeling and Parameter Estimation of Battery Lifetime using a Combined Electrical Model and a Genetic Algorithm. *Tendencias em Matematica Aplicadae Computacional*, 2019. 20. № 1. P. 149–167.
<https://doi.org/10.5540/tema.2019.020.01.0149>
36. Mauracher P., Karden E. Dynamic modelling of lead/acid batteries using impedance spectroscopy for parameter identification // *Journal of Power Sources*. 1997. V. 67. Iss. 1–2. P. 69–84.
[https://doi.org/10.1016/S0378-7753\(97\)02498-1](https://doi.org/10.1016/S0378-7753(97)02498-1)
37. Motapon S.N., Lupien-Bedard A., Dessaint L. A Generic Electrothermal Li-ion Battery Model for Rapid Evaluation of Cell Temperature Temporal Evolution, in *IEEE Transactions on Industrial Electronics*. 2017. V. 64. № 2. P. 998–1008.
<https://doi.org/10.1109/TIE.2016.2618363>
38. Mousavi G.S.M., Nikdel M. Various battery models for various simulation studies and applications // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2014. V. 32. P. 477–485.
<https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.01.048>
39. Gamboa P., Pinto S.F., Silva J.F., Margato E. A flywheel energy storage system with Matrix Converter controlled Permanent Magnet Synchronous Motor, 18th International Conference on Electrical Machines, 2008. P. 1–5.
<https://doi.org/10.1109/ICELMACH.2008.4799861>
40. Накопители энергии. Учебное пособие для вузов / Д.А. Бут, Б.Л. Алиевский, С.Р. Мизюрин, П.В. Васюкович. Под редакцией Д.А. Бута. М: Энергоатомиздат, 1991. 400 с.
41. Астахов Ю.Н. и др. Накопители энергии в электрических системах: Учеб. пособие для электроэнергет. спец. вузов / Ю.Н. Астахов, В.А. Веников, А.Г. Тер-Газарян-М.: Высш. шк., 1989. 159 с.
42. Nagorny A.S., Dravid N.V., Jansen R.H., Kenny B.H. Design aspects of a high speed permanent magnet synchronous motor/generator for flywheel applications, *IEEE International Conference on Electric Machines and Drives*. 2005. P. 635–641.
<https://doi.org/10.1109/IEMDC.2005.195790>
43. Arani A.A.K., Karami H., Gharehpetian G.B., Hejazi M.S.A. Review of Flywheel Energy Storage Systems structures and applications in power systems and microgrids, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2017. V. 69. P. 9–18.
<https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.166>
44. Sebastián R., Alzola R.P. Flywheel energy storage systems: Review and simulation for an isolated wind power system // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2012. V. 16. Iss. 9. P. 6803–6813.
<https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.08.008>
45. Pillay P., Krishnan R. Modeling of permanent magnet motor drives // *IEEE Transactions on Industrial Electronics*. 1988. V. 35. № 4. P. 537–541.
<https://doi.org/10.1109/41.9176>

46. Якимец И.В., Астахов Ю.Н., Лабунцов В.А., Глушкин И.З., Мохов В.Б. Сверхпроводниковые накопители для электроэнергетических систем // *Электричество*. 1995. № 5.
47. Якимец И.В., Наровлянский В.Г., Матвейкин В.М. Выбор параметров индуктивного накопителя для энергетических систем // *Электричество*. 1992. № 6.
48. Якимец И.В. Расчетные модели работы сверхпроводникового накопителя в энергосистеме // *Электричество*. 2000. № 7.
49. Глушкин И.З., Дмитриева Г.А., Мисриханов М.Ш., Наровлянский В.Г., Якимец И.В. Сверхпроводниковые токоограничивающие устройства и накопители энергии для электроэнергетических систем. М.: Энергоатомиздат, 2002. 373 с.
50. Chowdhuri P. Calculation of Series Capacitance for Transient Analysis of Windings, in *IEEE Power Engineering Review*. 1987. V. PER-7. № 1. P. 45–46.
<https://doi.org/10.1109/MPER.1987.5527311>
51. Chen L., Liu Y., Arsoy A.B. Detailed modeling of superconducting magnetic energy storage (SMES) system, in *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2006. V. 21. № 2. P. 699–710.
<https://doi.org/10.1109/TPWRD.2005.864075>
52. Arsoy A.B., Wang Z., Liu Y., Ribeiro P.F. Transient modeling and simulation of a SMES coil and the power electronics interface, in *IEEE Transactions on Applied Superconductivity*. 1999. V. 9. № 4. P. 4715–4724.
<https://doi.org/10.1109/77.819343>
53. Miri A.M., Sihler C., Salbert H. and Vollmer K.-U. Investigation of the transient behaviour of a superconducting magnetic energy storage (SMES) generating high power pulses // *Euro. Trans. Electr. Power*. 1998. 8: P. 13–19.
<https://doi.org/10.1002/etep.4450080103>
54. Hassan I.D., Bucci R.M., Swe K.T. 400 MW SMES power conditioning system development and simulation, in *IEEE Transactions on Power Electronics*. 1993. V. 8. № 3. P. 237–249.
<https://doi.org/10.1109/63.233279>
55. Skiles J.J. Performance of a power conversion system for superconducting magnetic energy storage (SMES), in *IEEE Transactions on Power Systems*. 1996. V. 11. № 4. P. 1718–1723.
<https://doi.org/10.1109/59.544633>
56. Zubieta L., Bonert R. Characterization of double-layer capacitors for power electronics applications, in *IEEE Transactions on Industry Applications*, 2000. V. 36. № 1. P. 199–205.
<https://doi.org/10.1109/28.821816>
57. Liu K., Zhu C., Lu R., Chan C.C. Improved Study of Temperature Dependence Equivalent Circuit Model for Supercapacitors, in *IEEE Transactions on Plasma Science*, 2013, V. 41. № 5. P. 1267–1271.
<https://doi.org/10.1109/TPS.2013.2251363>
58. Simscape Power Systems Reference (Simscape Components), The MathWorks, Inc. 3 Apple Hill Drive Natick, MA 01760-2098.
59. Oldham K.B. A Gouy–Chapman–Stern model of the double layer at a (metal)/(ionic liquid) interface // *Journal of Electroanalytical Chemistry*. V. 613. Iss. 2. 2008. P. 131–138.
<https://doi.org/10.1016/j.jelechem.2007.10.017>
60. Xu N., Riley J. Nonlinear analysis of a classical system: The double-layer capacitor, *Electrochemistry Communications*. 2011. V. 13. Iss. 10. P. 1077–1081.
<https://doi.org/10.1016/j.elecom.2011.07.003>
61. Larminie J.R.J. Current interrupt techniques for circuit modeling. *IEE Colloquium Electrochem Measure* 1994. 12/1–12/6.
62. Wang C., Nehrir M.H., Shaw S.R. Dynamic models and model validation for PEM fuel cells using electrical circuits, in *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 2005 V. 20. № 2. P. 442–451.
<https://doi.org/10.1109/TEC.2004.842357>
63. Lan T., Strunz K. Modeling of multi-physics transients in PEM fuel cells using equivalent circuits for consistent representation of electric, pneumatic, and thermal quantities, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2020. V. 119. 105803.
<https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.105803>
64. Chang W.-Y. Estimating equivalent circuit parameters of proton exchange membrane fuel cell using the current change method, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2013. V. 53. P. 584–591.
<https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2013.05.031>
65. Lee J.M., Cho B.H. A Dynamic Model of a PEM Fuel Cell System, Twenty-Fourth Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition. 2009. pp. 720–724.
<https://doi.org/10.1109/APEC.2009.4802740>
66. Lan T., Strunz K. Multiphysics Transients Modeling of Solid Oxide Fuel Cells: Methodology of Circuit Equivalents and Use in EMTP-Type Power System Simulation, in *IEEE Transactions on Energy Conversion*, V. 32. № 4. pp. 1309–1321. Dec. 2017.
<https://doi.org/10.1109/TEC.2017.2687886>
67. Nehrir M.H., Wang C. Modeling and Control of Fuel cells. Piscataway, NJ, USA: Wiley/IEEE Press; 2009.
68. Larminie L., Dicks A. Fuel Cell Systems Explained, 2nd ed. New York, NY, USA: Wiley, 2003.

69. Wang C., Nehrir M.H. A Physically Based Dynamic Model for Solid Oxide Fuel Cells, in IEEE Transactions on Energy Conversion. 2007. V. 22. № 4. P. 887–897.
<https://doi.org/10.1109/TEC.2007.895468>
70. Amphlett J.C., Baumert R., Mann R.F. Performance modeling of the Ballard Mark IV solid polymer electrolyte fuel cell I. Mechanistic model development. J Electrochem Soc 1995. V 142(1). P. 1–8.
<https://doi.org/10.1149/1.2043866>
71. Bird R., Stewart W., Lightfoot E. Transport phenomena. 2nd ed. New York: Wiley; 2002.
72. Mann R.F., Amphlett J.C., Hooper M.A.I. Development and application of a generalised steady-state electrochemical model for a PEM fuel cell, Journal of Power Sources, 2000. V. 86. Iss. 1–2. P. 173–180.
[https://doi.org/10.1016/S0378-7753\(99\)00484-X](https://doi.org/10.1016/S0378-7753(99)00484-X)
73. Souleman N.M., Tremblay O., Dessaint L. A generic fuel cell model for the simulation of Fuel Cell Power Systems, IEEE Power & Energy Society General Meeting. 2009. P. 1–8.
<https://doi.org/10.1109/PES.2009.5275853>
74. Li S., Ke B. Study of battery modeling using mathematical and circuit oriented approaches, IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2011, P. 1–8.
<https://doi.org/10.1109/PES.2011.6039230>
75. Saw L.H., Somasundaram K., Ye Y., Tay A.A.O. Electro-thermal analysis of Lithium Iron Phosphate battery for electric vehicles // Journal of Power Sources, 2014. V. 249. P. 231–238.
<https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2013.10.052.123>
76. Балчев Д.Ю., Зырянов В.М., Кирьянова Н.Г., Пранкевич Г.А. Методика расчета основных параметров накопителя энергии по экспериментальным нагрузочным диаграммам // Вестник ИРГТУ. 2018. № 5 (22). С. 105.
77. Chen Z., Guerrero J.M., Blaabjerg F. A Review of the State of the Art of Power Electronics for Wind Turbines, in IEEE Transactions on Power Electronics. 2009. V. 24. № 8. P. 1859–1875.
<https://doi.org/10.1109/TPEL.2009.2017082>
78. Sirisukprasert S. Power electronics-based energy storages: A key component for Smart Grid technology, International Electrical Engineering Congress (iEECON). 2014. P. 1–7.
<https://doi.org/10.1109/iEECON.2014.6925979>
79. Rodriguez J.R., Dixon J.W., Espinoza J.R. PWM regenerative rectifiers: state of the art, in IEEE Transactions on Industrial Electronics. 2005. V. 52. № 1. P. 5–22.
<https://doi.org/10.1109/TIE.2004.841149>
80. Molina M.G., Mercado P.E., Watanabe E.H. Static synchronous compensator with superconducting magnetic energy storage for high power utility applications, Energy Conversion and Management. 2007. V. 48. Iss. 8. P. 2316–2331.
<https://doi.org/10.1016/j.enconman.2007.03.011>
81. Arsoy A.B., Liu Y., Ribeiro P.F., Wang F. StatCom-SMES, in IEEE Industry Applications Magazine. 2003. V. 9. № 2. P. 21–28.
<https://doi.org/10.1109/MIA.2003.1180946>
82. Jakob R., Keller C., Mohlenkamp G., Gollentz B. 3-Level high power converter with press pack IGBT, European Conference on Power Electronics and Applications. 2007. P. 1–7.
<https://doi.org/10.1109/EPE.2007.4417648>
83. Rodriguez J., Bernet S., Steimer P.K., Lizama I.E. A Survey on Neutral-Point-Clamped Inverters, in IEEE Transactions on Industrial Electronics. 2010. V. 57. № 7. P. 2219–2230.
<https://doi.org/10.1109/TIE.2009.2032430>
84. Mohan N., Undeland T.M., Robbins W.P. Power electronics: Converters, applications, and design. New Delhi, India: John Wiley & Sons; 2007.
85. Yaramasu V., Wu B. Predictive Control of a Three-Level Boost Converter and an NPC Inverter for High-Power PMSG-Based Medium Voltage Wind Energy Conversion Systems, in IEEE Transactions on Power Electronics. 2014. V. 29. № 10. P. 5308–5322.
<https://doi.org/10.1109/TPEL.2013.2292068>
86. Portillo R.C. et al. Modeling Strategy for Back-to-Back Three-Level Converters Applied to High-Power Wind Turbines, in IEEE Transactions on Industrial Electronics. 2006. V. 53. № 5. P. 1483–1491.
<https://doi.org/10.1109/TIE.2006.882025>
87. Vargas P., Cortes P., Ammann U. Predictive Control of a Three-Phase Neutral-Point-Clamped Inverter // IEEE Transactions on Industrial Electronics. 2007. V. 54. № 5. P. 2697–2705.
<https://doi.org/10.1109/TIE.2007.899854>
88. Suvire G.O., Molina M.G., Mercado P.E. Improving the Integration of Wind Power Generation Into AC Microgrids Using Flywheel Energy Storage, in IEEE Transactions on Smart Grid. 2012. V. 3. № 4. P. 1945–1954.
<https://doi.org/10.1109/TSG.2012.2208769>
89. Mustafa A.E., Pullen K.R. A Review of Flywheel Energy Storage System Technologies and Their Applications // Applied Sciences 7. 2017. № 3. P. 286.
<https://doi.org/10.3390/app7030286>
90. Engler A. Control of inverters in isolated and in grid tied operation with regard to expandability in tutorial: Power Electronics for Regenerative Energy, presented at the Proc. IEEE Power Electron. Spec. Conf., Aachen, Germany; 2004.

91. *De Brabandere K., Bolsens B., Van den Keybus J.* A Voltage and Frequency Droop Control Method for Parallel Inverters, in IEEE Transactions on Power Electronics. 2007. V. 22. № 4. P. 1107–1115. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2007.900456>
92. *Rocabert J., Luna A., Blaabjerg F., Rodríguez P.* Control of Power Converters in AC Microgrids, in IEEE Transactions on Power Electronics. 2012. V. 27. № 11. P. 4734–4749. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2012.2199334>
93. *Lin Yashen, Joseph H. Eto, Brian B. Johnson.* Research Roadmap on Grid-Forming Inverters. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. Technical Report NREL/TP-5D00-73476 November 2020 <https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/73476.pdf>
94. *Kkuni K.V., Mohan S., Yang G., Xu W.* Comparative assessment of typical control realizations of grid forming converters based on their voltage source behavior. Systems and Control (eess.SY) 2021. P. 22. <https://doi.org/10.48550/arXiv.2106.10048>
95. *Zhong Q.-C., Hornik T.* Synchronverters: Grid-Friendly Inverters That Mimic Synchronous Generators, in Control of Power Inverters in Renewable Energy and Smart Grid Integration, IEEE. 2012. P. 277–296. <https://doi.org/10.1002/9781118481806.ch18>
96. *Vasudevan K.R., Ramachandaramurthy V.K., Babu T.S., Pouryekt A.* Synchronverter: A Comprehensive Review of Modifications, Stability Assessment, Applications and Future Perspectives, in IEEE Access. 2020. V. 8. P. 131565–131589. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.3010001>
97. *Rathnayake D.B. et al.* Grid Forming Inverter Modeling, Control, and Applications, in IEEE Access. 2021. V. 9. P. 114781–114807. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2021.3104617>
98. *Akagi H., Watanabe E.H., Aredes M.* Instantaneous Power Theory and Applications to Power Conditioning. Wiley-IEEE Press. 2007 p: 400.
99. *Krismer F., Biela J., Kolar J.W.* A comparative evaluation of isolated bi-directional DC/DC converters with wide input and output voltage range, Fourtieth IAS Annual Meeting, 2005, V. 1. P. 599–606. <https://doi.org/10.1109/IAS.2005.1518368>
100. *Brovnanov S.V., Egorov S.D.* Review of AC voltage generation systems based on multilevel converters and photovoltaic cells, 14th International Conference of Young Specialists on Micro/Nanotechnologies and Electron Devices. 2013. P. 275–278. <https://doi.org/10.1109/EDM.2013.6641994>
101. *Singh B., Singh B.N., Chandra A.* A review of single-phase improved power quality AC-DC converters, in IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2003. V. 50. № 5. P. 962–981. <https://doi.org/10.1109/TIE.2003.817609>
102. *Kaspar K., Husev O., Tytelmaier K.* An Overview of Bidirectional AC-DC Grid Connected Converter Topologies for Low Voltage Battery Integration. International Journal of Power Electronics and Drive Systems (IJPEDS) 2018 V. 9. № 3:1223. doi: 9.13. PP.1223–1239 <https://doi.org/10.11591/IJPEDS.V>
103. *Tytelmaier K., Husev O., Veligorskyi O., Yershov R.* A review of non-isolated bidirectional dc-dc converters for energy storage systems, II International Young Scientists Forum on Applied Physics and Engineering (YSF). 2016. P. 22–28. <https://doi.org/10.1109/YSF.2016.7753752>
104. *Ma X., Wu H., Huang C., Huang X.* A Novel Topology Family of Single-stage Parallel Mode Uninterruptible AC/AC Converter with PFC, CES/IEEE 5th International Power Electronics and Motion Control Conference. 2006. P. 1–5. <https://doi.org/10.1109/IPEMC.2006.4778197>
105. *Dawood N.B.* Review of different DC to DC converters based for renewable energy applications // International Research Journal of Engineering and Technology. 2016, V. 3. № 3. P. 46–50.
106. *Duong T.-D., Nguyen M.-K., Lim Y.-C.* An Active-Clamped Current-Fed Half-bridge DC-DC Converter With Three Switches, International Power Electronics Conference (IPEC-Niigata 2018-ECCE Asia). 2018. P. 982–986. <https://doi.org/10.23919/IPEC.2018.8507795>
107. *Yang J., Do H.* Soft-Switching Bidirectional DC-DC Converter Using a Lossless Active Snubber, in IEEE Transactions on Circuits and Systems I: Regular Papers. 2014. V. 61. № 5. P. 1588–1596. <https://doi.org/10.1109/TCSI.2013.2285700>
108. *Jung D.-Y., Hwang S.-H., Ji Y.-H.* Soft-Switching Bidirectional DC/DC Converter with a LC Series Resonant Circuit, in IEEE Transactions on Power Electronics. 2013. V. 28. № 4. P. 1680–1690. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2012.2208765>
109. *Das P., Laan B., Mousavi S.A.* A Nonisolated Bidirectional ZVS-PWM Active Clamped DC–DC Converter, in IEEE Transactions on Power Electronics. 2009. V. 24. № 2. P. 553–558. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2008.2006897>
110. *Zhang H., Kang Y., Zhu P.* Enhancement of generator transient stability using superconducting magnetic energy storage (SMES) in dynamic simulation test of power system, 4th IEEE International Conference on Power Electronics and Drive Systems. IEEE PEDS 2001 - Indonesia. Proceedings (Cat. No.01TH8594). 2001. P. 208–213 V. 1. <https://doi.org/10.1109/PEDS.2001.975312>

111. *Kwasinski A.* Identification of Feasible Topologies for Multiple-Input DC–DC Converters, in *IEEE Transactions on Power Electronics*. 2009. V. 24. № 3. P. 856–861.
<https://doi.org/10.1109/TPEL.2008.2009538>
112. *Steigerwald R.L.* A comparison of half-bridge resonant converter topologies, in *IEEE Transactions on Power Electronics*. 1988. V. 3. № 2. P. 174–182.
<https://doi.org/10.1109/63.4347>
113. *Bhat A.K.S.* Analysis and design of LCL-type series resonant converter, in *IEEE Transactions on Industrial Electronics*. 1994. V. 41. № 1. P. 118–124.
<https://doi.org/10.1109/41.281617>
114. *Steigerwald R.L.* High-Frequency Resonant Transistor DC-DC Converters, in *IEEE Transactions on Industrial Electronics*. 1984. V. IE-31. № 2. P. 181–191.
<https://doi.org/10.1109/TIE.1984.350066>
115. *Rajashekara K.* Propulsion System Strategies for Fuel Cell Vehicles, Tech. Rep., Energenix Ctr., Delphi Automotive Syst., 2000.
116. *Fuel Cell Control, Ltd.*, Tech. Rep., DC–DC Converter Module 2006 [Online]. Available: <http://www.fuelcellcontrol.com/dcconverter.html> [accessed 12 March 2022].
117. *Parchomiuk M., Strzelecki R., Zymmer K., Domino A.* Modular power converter with superconducting magnetic energy storage for electric power distribution system — Analysis and simulation, 19th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE'17 ECCE Europe). 2017. P. P.1–P.6.
<https://doi.org/10.23919/EPE17ECCEurope.2017.8099341>
118. *Bacha S., Munteanu I., Bratcu A.I.* Power Electronic Converters Modeling and Control: With Case Studies. Springer Sci. Bus. Media; 2013.
119. *Cardenas R., Pena R., Asher G.M.* Control strategies for power smoothing using a flywheel driven by a sensorless vector-controlled induction machine operating in a wide speed range, in *IEEE Transactions on Industrial Electronics*. 2004. V. 51. № 3. P. 603–614.
<https://doi.org/10.1109/TIE.2004.825345>
120. *Liserre M., Blaabjerg F., Hansen S.* Design and control of an LCL-filter-based three-phase active rectifier, in *IEEE Transactions on Industry Applications*. 2005. V. 41. № 5. P. 1281–1291.
<https://doi.org/10.1109/TIA.2005.853373>

A Review of Mathematical Models of Energy Storage Systems for Electric Power Systems Simulation. Part I

I. A. Razzhivin^{a,*}, A. A. Suvorov^a, M. V. Andreev^a, R. A. Ufa^a, and A. B. Askarov^a

^aNational Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia

*e-mail: lionrash@tpu.ru

Nowadays energy storage systems (ESS) are becoming an integral part of modern power systems (PES) and are used to solve a wide range of tasks. However, as the penetration level and power of ESS grows, their impact on the processes and operation modes of EPS is also increasing. Therefore, there is a need for using mathematical models of ESS, taking into account the specifics, various distinctive properties of each type and class of EPS, as part of the models of large-scale EPS. However, in foreign and national literature there are no review papers about detailed mathematical models of commonly used types and classes of SNE and simplifications used for them, which can be used to adequately simulate the large-scale EPS depending on the research tasks. Therefore, the first part of this paper considers the most promising types and classes of SNE used in the EPS, as well as the areas and tasks of their use. The principles of implementation of detailed mathematical models and structures of automatic control systems are described for the considered types and classes of SNE. In the second part of the paper the modern approaches of simplification of mathematical models of SNE, and analysis of consequences of such simplifications and areas of their application are given. Thus, the review paper consists of two parts and can help in choosing a mathematical model of the SNE for solving specific research tasks of analysis of their operation as a part of real EPS.

Keywords: energy storage systems, types of energy storage, mathematical models, electric power systems