

Известия

ISSN 0002-3310

Российской академии наук

ЭНЕРГЕТИКА



НАУКА
— 1727 —

2024

3

СОДЕРЖАНИЕ

Оценка работоспособности и причин аварийности объектов электросетевого комплекса севера европейской части России <i>М. А. Забелин, В. В. Клименко, О. А. Локтионов</i>	3
Технологические перспективы промышленного энергоснабжения на базе ветроэлектрических станций и воздухотурбинных установок с подземными аккумуляторами сжатого воздуха <i>В. А. Казарян, В. Г. Николаев, Н. Н. Костенко, Р. З. Ахметзянов, А. А. Гамова, Ю. А. Сизова</i>	22
Определение наилучших режимов электроэнергетической системы, имеющей в составе ТЭЦ и ГЭС методом ступенчатой оптимизации <i>А. М. Клер, П. В. Жарков, Н. О. Епишкин, Е. Л. Степанова, Д. Н. Карамов</i>	46
Формирование графиков ремонта генерирующего оборудования на основе показателей плановой надежности электроэнергетических систем <i>Д. С. Крупенёв, Д. А. Бояркин, Д. В. Якубовский</i>	64
Разработка методики расчета электромагнитного поля, токов и потерь в транспонированных стержнях обмотки якоря <i>Е. Ф. Кадис-Оглы, Н. В. Коровкин, И. В. Ильин</i>	81
О повышении эффективности системы аварийного расхолаживания быстрого натриевого реактора большой мощности <i>В. И. Рачков, Ю. С. Хомяков, Ю. Е. Швецов</i>	96
О влиянии удельного тепловыделения смеси радионуклидов на относительную массу транспортируемого в режиме “самодоставка” отработанного ядерного топлива при космическом захоронении <i>А. В. Онуфриев, В. В. Онуфриев, В. В. Перевезенцев, С. Н. Дмитриев</i>	110
Сценарии углеродного регулирования для энергетики России <i>А. В. Шигина, А. В. Кейко</i>	125
70 лет академику Российской академии наук Валерию Алексеевичу Стенникову	137

CONTENTS

<p>Assessment of the Operability and Causes of Accidents of Electric grid Facilities in the North of the European Part of Russia <i>M. A. Zabelin, V. V. Klimenko, O. A. Loktionov</i></p>	3
<p>Technological Prospects for Industrial Energy Supply Based on Wind and Air Turbine Power Plants with Underground Compressed Air Accumulators <i>V. A. Kazaryan, V. G. Nikolaev, N. N. Kostenko, R. Z. Akhmetzyanov, A. A. Gamova, Y. A. Sizova</i></p>	22
<p>Finding Optimal Modes of an Electric Power System with Thermal Power Plants and Hydroelectric Power Plants Using the Stepwise Optimization Method <i>A. M. Kler, P. V. Zharkov, N. O. Epishkin, E. L. Stepanova, D. N. Karamov</i></p>	46
<p>Generating Repair Schedules for Generating Equipment Based on Planned Reliability Indicators of Electric Power Systems <i>D. S. Krupenev, D. A. Boyarkin, D. V. Iakubovskii</i></p>	64
<p>Development of Method to Calculate the Distribution of the Magnetic Field, Currents and Losses in Transposed Bars of Armature Winding <i>E. F. Kadi-Ogly, N. V. Korovkin, I. V. Ilin</i></p>	81
<p>Decay Heat Removal for LMFR under Accidents <i>V. I. Rachkov, Yu. S. Khomyakov, Yu. E. Shvetsov</i></p>	96
<p>On The Effect of the Specific Heat Release of a Mixture of Radionuclides on the Relative Mass Transported in the “Self-Delivery” of Spent Nuclear Fuel Mode During Space Burial <i>A. V. Onufriev, V. V. Onufriev, V. V. Perevezentsev, S. N. Dmitriev</i></p>	110
<p>Carbon Regulation Scenarios for Russian Energy Sector <i>A.V. Shigina, A.V. Keiko</i></p>	125
<p>70th anniversary of Valery Alekseevich Stennikov, Academician of the Russian Academy of Sciences</p>	137

УДК 621.315.1

ОЦЕНКА РАБОТОСПОСОБНОСТИ И ПРИЧИН АВАРИЙНОСТИ ОБЪЕКТОВ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО КОМПЛЕКСА СЕВЕРА ЕВРОПЕЙСКОЙ ЧАСТИ РОССИИ

© 2024 г. М. А. Забелин^{1,*}, В. В. Клименко^{1,2,3,4,**}, О. А. Локтионов^{1,3,***}

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

²Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования “Национальный исследовательский технологический университет “МИСиС”, Москва, Россия

³Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт энергетических исследований Российской академии наук, Москва, Россия

⁴Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт географии РАН, Москва, Россия

*e-mail: ZabelinMA@mpei.ru

**e-mail: nilgpe@mpei.ru

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

Поступила в редакцию 03.07.2024 г.

После доработки 19.07.2024 г.

Принята к публикации 22.07.2024 г.

Исследуются проблемы влияния климатических факторов на аварийность в распределительных сетях России. Выполнен обзор известных исследований в этой области в России и за рубежом. На основании годовых отчетов филиалов компании представлен краткий анализ влияния основных факторов на аварийность в различных частях обслуживания ПАО “Россети”. На основании ежегодной сводной информации о технологических нарушениях на территории обслуживания ПАО “Россети Северо-Запад” и ПАО “Россети Ленэнерго” и архивов метеонаблюдений Росгидромета проведен анализ климатических причин аварий в электросетевом комплексе России за период 2018–2023 гг., выявлена зависимость между наблюдаемыми скоростями ветра и вероятностью отключения на объектах электросетевого комплекса, представлен анализ ретроспективных данных метеонаблюдений за последние 50 лет. Опираясь на данные межмодельного сравнения СМIP5, выполнен прогноз изменения ветрового режима и аварийности в электрических сетях на рассматриваемой территории в ближайшие десятилетия.

Ключевые слова: воздушные линии электропередач, аварийность, изменения климата, скорости ветра

DOI: 10.31857/S0002331024030012

ВВЕДЕНИЕ

В XXI веке международное сообщество активно ведет разработку мер, направленных на обеспечение устойчивости и развития экономики в условиях изменения климата. Согласно недавним исследованиям [1–6], рассматриваемые климатические изменения являются значимыми и даже угрожающими как для объектов окружающей среды, так и для технологической инфраструктуры. В 2021 г. в рамках Шестого оценочного доклада МГЭИК [2] эксперты и исследователи подтвердили, что наблюдаемая тенденция возникновения неблагоприятных погодных явлений и изменений климата связана с антропогенной деятельностью человека. На фоне изменения климата наблюдается увеличение частоты и интенсивности конвективных явлений, связанных с движением потоков воздушных масс, что подтверждается прогнозами международных экспертных групп в области энергетических исследований СИГРЭ [4–6] и МЭА [3].

Анализ данных об аварийных отключениях, представленных на IEEE [7–11], показал, что наибольшее количество аварий в электросетевом комплексе различных стран мира является результатом влияния климатических факторов. Так, по данным американского федерального агентства Bonneville Power Administration (Управление энергетики Бонневилля, далее – ВРА), за 20 лет в период 1999–2018 гг. доля климатических факторов в общей структуре причин технологических нарушений (далее – ТН) составила около 35% [12]. На основании отчетов ENTSO-E установлено, что в странах Балтийской восьмерки в среднем на долю климатических причин приходится 42% всех аварийных отключений в сетях [13]. Следует отметить, что наибольшее влияние этот фактор оказывает на частоту отключений в Финляндии (65% ТН), Швеции (55% ТН) и Норвегии (55% ТН).

Ретроспективный анализ аварий на воздушных линиях в России по данным годовых отчетов ПАО “Россети” показал, что вклад природных воздействий в общую аварийность линий электропередачи в России максимален и варьируется в пределах от 29% до 51% в зависимости от года [14]. Поскольку влияние индивидуальных, особенно климатических факторов, на аварийность в различных филиалах ПАО “Россети” может существенно различаться, значительный интерес представляет анализ технологических нарушений в отдельных регионах страны. Также на основании отчетной документации было установлено, что наименее надежным элементом системы являются воздушные линии электропередач (далее – ВЛ), на долю которых приходится более семидесяти процентов всех повреждений. В условиях климатических изменений для принятия решений на этапе проектирования ВЛ важно иметь данные не только ретроспективного характера, но также располагать прогнозом изменения ключевых климатических характеристик с целью адаптации электросетевого комплекса к меняющимся условиям и обеспечения высокого уровня надежности и живучести системы.

В данной работе представлен обзор исследований, посвященных изучению влияния климатических факторов на аварийность в электроэнергетических сетях и прогнозированию их динамики в условиях климатических изменений, проведен сбор и анализ ретроспективных данных о климатических параметрах и об авариях на объектах электросетевого комплекса севера европейской части России, а также выполнен прогноз изменения климатических характеристик с помощью моделей проекта СМIP5 и прогноз изменения аварийности, связанной с воздействием природных факторов на объекты электросетевого хозяйства.

СУЩЕСТВУЮЩИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПО ТЕМАТИКЕ РАБОТЫ

Североамериканскими исследователями опубликован ряд работ, посвященных оценке и анализу аварийности на объектах электросетевого комплекса, связанных с воздействием климатических факторов. Эти работы посвящены, прежде всего, статистическому исследованию причин аварий на объектах электроэнергетики, а также построению моделей надежности на основании полученных статистических данных. Обобщенная информация о существующих исследованиях, об их временном, территориальном охвате и о рассматриваемых объектах отключения сведена в табл. 1.

Анализ исследований показал, что подобные исследования в США ведутся, по крайней мере, с 1994 г. и охватывают данные о ТН с 1965 г. Основной целью исследований является предоставление актуальных данных сетевым компаниям о роли различных факторов в общей структуре аварий на объектах электроснабжения с целью регулирования надежности. Зарубежные исследователи выделяют различные группы причин, классифицируют их по продолжительности и наносимому урону [16, 18], выявляют зависимость между климатическими условиями и аварийностью [17]. Помимо проведения корреляционно-регрессионного анализа [15–19] в работах активно исследуются вопросы прогнозирования основных климатических характеристик и моделирования последствий для системы, вызванных этими изменениями [20, 21].

В России такие исследования начались относительно недавно и к настоящему времени охватывают лишь отдельные регионы страны (табл. 2). Анализ приведенных данных показывает, что вопрос влияния климатических параметров на аварийность в электросетевом комплексе рассматривался в основном на территории обслуживания ПАО “Россети”, при этом лишь немногие работы позволяют оценить влияние климатических факторов на разные типы оборудования различных классов напряжения.

Следует отметить, что данные, приведенные в табл. 2, свидетельствуют о недостаточном уровне детализации статистического анализа и слабом охвате прогнозных оценок изменения климатических параметров и последствий для электросетевого хозяйства.

ФОРМИРОВАНИЕ БАЗЫ ДАННЫХ ОБ АВАРИЯХ НА ОБЪЕКТАХ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО КОМПЛЕКСА

В настоящее время сбор и учет данных об аварийных ситуациях на объектах энергетики ведется в соответствии с Приказом Министерства энергетики РФ от 2.03.2010 № 92 “Об утверждении формы отчета об авариях в электроэнергетике и порядка ее заполнения”. Из всех данных форм отчетности в открытом доступе публикуется только сводная информация о технологических нарушениях (журналы ТН) в сокращенном виде на сайте территориальных сетевых организаций. Данные о причинах технологических нарушений на объектах, принадлежавших компании ПАО “Россети”, можно также найти в годовых отчетах компании (далее – сводные отчеты) и ее филиалов (далее – отчеты филиалов) в разделе “Ключевые показатели деятельности”.

Сводные отчеты ПАО “Россети” охватывают промежуток времени с 2009 г. по настоящее время и в значительной степени различаются в зависимости от времени их написания. На основании этих сведений установлены основные причины

Таблица 1. Зарубежные исследования в области влияния климатических параметров на объекты электросетевого комплекса

Ссылка	Охват статистических данных			Прочие особенности исследования
	Территории	Время	Оборудование	
[15]	США и Канада	1965–1985	ВЛ напряжением 230 кВ и выше	Исследование статистических данных о причинах аварийных отключений. Исследование статистических данных о причинах аварийных отключений. Анализируется среднее число отключенных потребителей, затраты на проведение работ по восстановлению системы и средняя продолжительность отключений, вызванных воздействием разных климатических факторов.
[16]	Вся территория США, (форма OE-417)	2003–2017	Все аварии, приведшие к крупным отключениям, без разделения по классам напряжения и видам оборудования	Исследование корреляции аварийности и климатических условий.
[17]	Штаты Тихоокеанского северо-запада	1999–2018	34.5 кВ и выше	Исследование продолжительности отключений, вызванных различными причинами, а также классификация их по “поколениям” (отключения, произошедшие с шагом менее 5 минут, относятся к одному поколению).
[18]	Северная Америка	2015–2019	Цепи постоянного и переменного тока, подстанции и инверторы. Включает длительные отключения оборудования напряжением до 199 кВ и все отключения напряжением от 200 кВ и выше	Исследование количества отключений, вызванных различными устойчивыми и иницирующими причинами в цепях постоянного, переменного тока и на подстанциях.
[19]	Северная Америка	2008–2014	Цепи постоянного и переменного тока, подстанции и инверторы от 200 кВ и выше	Исследование статистических данных о причинах аварийных отключений. Подготовлена глубокая нейронная сеть, обученная прогнозировать время ремонта и восстановления энергосистемы при различных авариях, обученная на данных об отключениях за первые 5 лет из 6 рассматриваемых.
[20]	Территория обслуживания одной (без указания) электросетевой организации в США	2012–2017	Без указания	Моделирование отключений оборудования и потребителей в результате воздействия ветровых нагрузок.
[21]	Великобритания	–	Магистральные ЛЭП	

Таблица 2. Отечественные исследования в области влияния климатических параметров на объекты электросетевого комплекса

Ссылка	Охват статистических данных				Прочие особенности исследования
	Территории	Время	Оборудование		
[22]	Территория обслуживания ПАО “Россети”	2009–2019	ВЛ	Исследование статистических данных о причинах аварийных отключений.	
[23]	Башкирия, Кубань, Забайкалье	2014–2018	ВЛ	Исследование корреляции между скоростями ветра и количеством аварийных отключений. Прогноз изменения ветровых нагрузок и аварийности на объектах электросетевого комплекса на период до 2054 года.	
[24]	Россия, США, страны Балтийской восьмерки, одна провинция Китая	–	–	Обзор статистических данных о причинах аварийных отключений. Исследование требований к оценке надежности и к конструктивной прочности объектов ЛЭП с точки зрения воздействия климатических факторов.	
[25]	Территория обслуживания ПАО “Россети”	2013–2022	ВЛ 0.4–220 кВ	Исследование данных о причинах технологических нарушений на объектах различных классов напряжений на территориях обслуживания разных филиалов ПАО “Россети”.	
[26]	Псковская, Смоленская и Брянская области	1970–2018	–	Исследование подходов к оценке влияния климатических факторов при проектировании воздушных линий электропередачи.	
[27]	Нижегородская, Ивановская, Владимирская, Калужская, Тульская, Рязанская, Кировская области, республика Марий-Эл и Удмуртия	2012–2021	ВЛ 0.4–110 кВ	Исследование климатических изменений на рассматриваемых территориях и возможных последствий для объектов генерации от воздействия климатических факторов.	
				Исследование статистических данных о причинах аварийных отключений в разрезе разных классов напряжений	



Рис. 1. Вклад основных причин в аварийность на объектах напряжением 6 кВ и выше в различных филиалах ПАО «Россети».

отключений, выделенные компанией в период 2009–2022 гг. Аналогичную отчетность ведут все филиалы компании.

В рамках другого нашего исследования данные были сведены в общую таблицу [30]. В результате анализа сводных отчетов сформированы диаграммы, отражающие вклад основных причин в аварийность на объектах напряжением 6 кВ и выше ПАО «Россети» в различных филиалах. Данные представлены на рис. 1.

Согласно полученным результатам, наибольшее влияние климатические причины оказывают на аварийность на территории обслуживания ПАО «Россети Северо-Запад» (64% от всех ТН), что делает данный регион наиболее интересным с точки зрения детального исследования причин отключений и прогнозирования их динамики в условиях климатических изменений.

Территория обслуживания ПАО «Россети Северо-Запад» охватывает ряд областей севера европейской части России, минуя Ленинградскую область, относящуюся к ПАО «Россети Ленэнерго».

В силу близости территориального расположения и климатических особенностей, два этих соседних филиала целесообразно рассматривать в комплексе. Таким образом, изучаемые территории охватывают Ленинградскую, Архангельскую, Вологодскую, Новгородскую, Псковскую и Мурманскую области, а также Республики Карелия и Коми. Данная территория является уникальной для отечественной энергетики в силу ряда климатических и экономических факторов. Дело в том, что среди северных территорий страны европейский север отличается более мягким климатом с относительно теплыми зимами и большим числом пасмурных дней. Кроме того,

данные регионы расположены на территориях, где изменения климата происходят быстрее, чем в среднем по стране и по миру. С точки зрения технико-экономических факторов большинство из рассматриваемых регионов являются наиболее густонаселенными среди всех северных регионов страны. Сети рассматриваемых регионов содержат разветвленную систему электроснабжения промышленных объектов и объектов жилищно-коммунального хозяйства (ЖКХ). По данным за 2022 г., изучаемый регион занимает почти 10% площади страны (1.67 млн км²), на которых проживает 8.9% населения РФ (12.9 млн человек) и находится почти 260 тыс. км ЛЭП, 27,9 тыс. подстанций общей мощностью 55 тыс. МВА.

Данные из годовых отчетов ПАО «Россети Ленэнерго» содержат информацию о причинах аварийных отключений за период с 2013 по 2022 гг., причем отчеты, опубликованные до 2018 г. включительно, содержат сведения об отключениях в сетях 6 кВ и выше, а в период 2019–2022 г. предоставляются данные об отключениях только в сетях 110 кВ и выше. Отчеты ПАО «Россети Северо-Запад» содержат информацию о причинах аварийных отключений за период с 2009 г. по настоящее время. Однако отчеты ранее 2015 г. не дают объективной картины для оценки причин отключений в силу того, что данные приведены лишь для трех причин: климатические, внешние воздействия и недостатки эксплуатации, которые по предоставляемым данным занимают менее 50% отключений.

Вариативность предоставляемых данных осложняет анализ, однако следует отметить, что журналы ТН, в которых содержится более полная информация об отключениях, обладают низким разрешением временного охвата и сложнее для анализа. Поэтому в данной работе представлены результаты обработки данных, полученных как на основании годовых отчетов, так и на основании журналов ТН.

В открытом доступе на сайте ПАО «Россети Ленэнерго» представлены журналы ТН начиная с 2020 г. с указанием данных по 27 пунктам по форме Минэнерго. До 2020 года публиковались сводные поквартальные результаты с указанием числа ТН по основным группам причин. Детализация журналов ТН ПАО «Россети Северо-Запад» с 2018 года включает всего 5 пунктов: дата и время возникновения и ликвидации аварии, организационная и техническая причина (без указания кода причины) и содержание мероприятия. В целях получения более полных сведений для анализа был использован парсер по тезаурусу (по ключевым словам и символам) для идентификации типа и напряжения отключенного оборудования, кода причины отключения согласно Приказу Минэнерго от 2.03.2010 № 90, а также для подсчета причин отключений на основании данных из описания организационной и технической причин.

Таблица 3. Разделение причин ТН на группы

Группа причин	Код причин
Климатические причины	3.4.11–3.4.12
Внешние воздействия	3.4.8; 3.4.10
Дефекты проекта, конструкции и пр.	3.4.13
Эксплуатация и износ	3.4.1–3.4.7; 3.4.9
Прочее	3.4.14

В целях общего анализа причин аварийности все ТН были объединены в несколько групп, аналогично тем, на которые разделяют причины ТН в годовых отчетах. В табл. 3 представлены выделенные группы причин отключений и те коды причин из журналов ТН, которые к ним были отнесены.

АНАЛИЗ ПРИЧИН АВАРИЙНОСТИ ОБОРУДОВАНИЯ РАЗЛИЧНЫХ КЛАССОВ НАПРЯЖЕНИЯ ОБЪЕКТОВ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО КОМПЛЕКСА СЕВЕРА ЕВРОПЕЙСКОЙ ЧАСТИ РОССИИ

На основании годовых отчетов о причинах аварий на объектах электросетевого хозяйства построены диаграммы (рис. 2), отражающие средние значения встречаемости причин аварийных отключений на объектах различных классов напряжения на рассматриваемой территории. Согласно полученным значениям, на территории ПАО “Россети Северо-Запад” доля климатических причин в распределительных сетях напряжением от 6 кВ составляет в среднем 64%, причем в сетях от 110 кВ и выше эта цифра ниже, хотя и занимает практически половину всех отключений. На территории ПАО “Россети Ленэнерго” климатические факторы оказывают меньшее, но все же значительное влияние на аварийность – 39% в сетях 6 кВ и выше и 28% в сетях 110 кВ и выше. Это может объясняться тем фактом, что на территории ПАО “Россети Ленэнерго” меньше воздушных и больше кабельных линий, которые практически не подвержены воздействию климатических факторов.

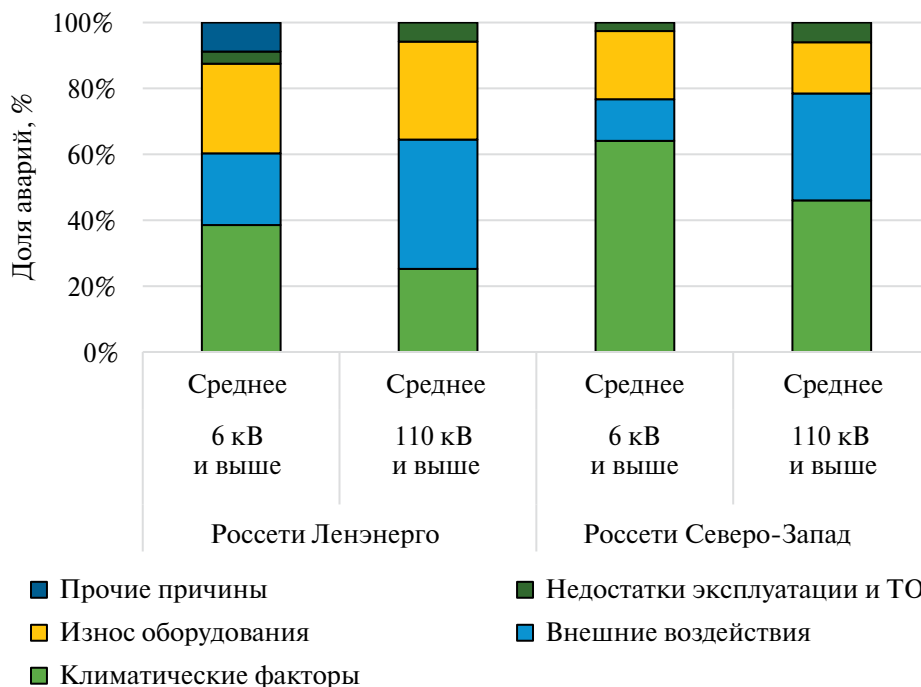


Рис. 2. Средние значения основных причин аварийности по данным из годовых отчетов ПАО “Россети”.

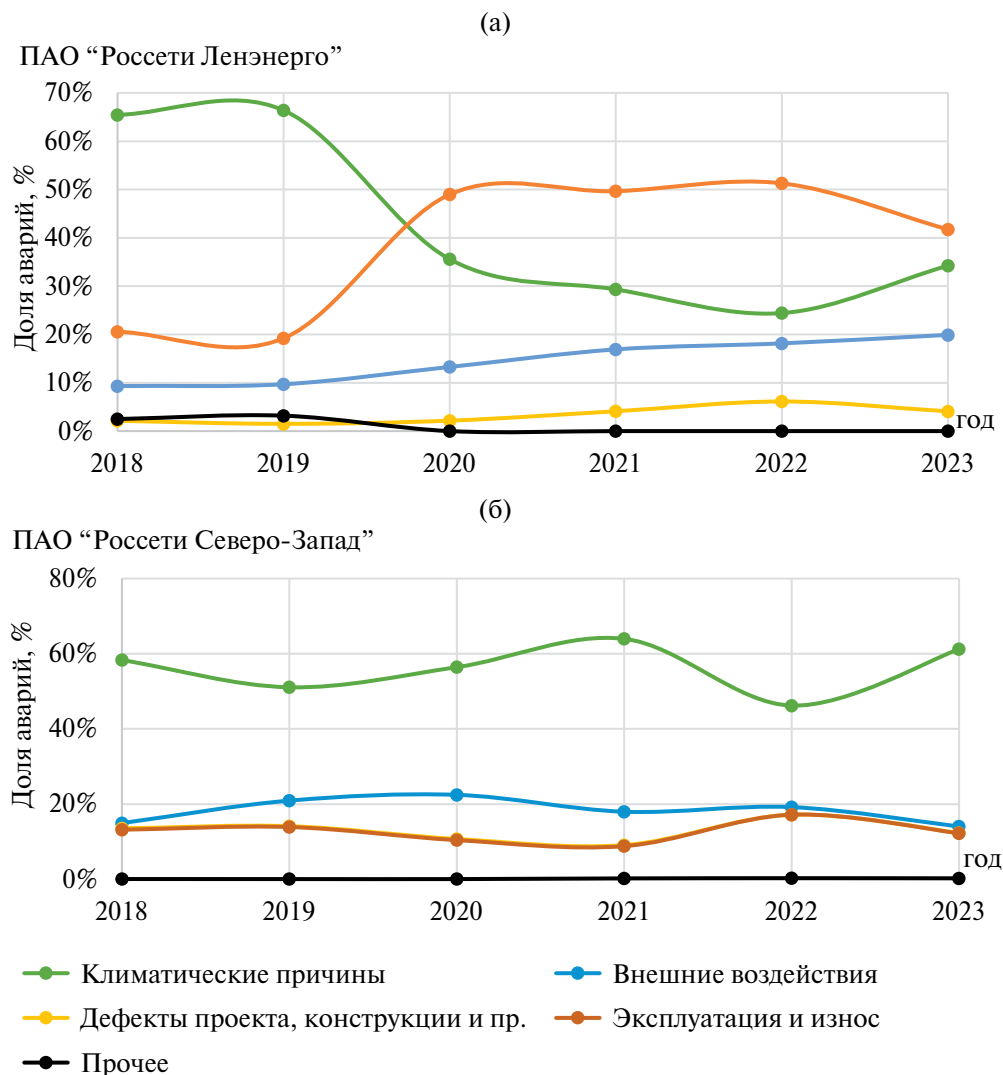


Рис. 3. Динамика причин аварийности в рассматриваемых филиалах ПАО “Россети”.

На рис. 3 представлены диаграммы, отражающие изменение влияния идентифицированных в отчетах причин на аварийность в сетях 6 кВ и выше за весь период охвата данных.

Согласно представленным диаграммам на территории обслуживания ПАО “Россети Ленэнерго” после 2020 г. наблюдается значительный спад аварийности, связанной с воздействием климатических факторов, что может быть объяснено изменением качества предоставляемых данных. На территории ПАО “Россети Северо-Запад” доля отключений, связанных с климатическими факторами, колеблется в пределах 46–64%.

На основании данных о классе напряжения отключенного оборудования оценен вклад различных климатических причин в общую структуру аварийности

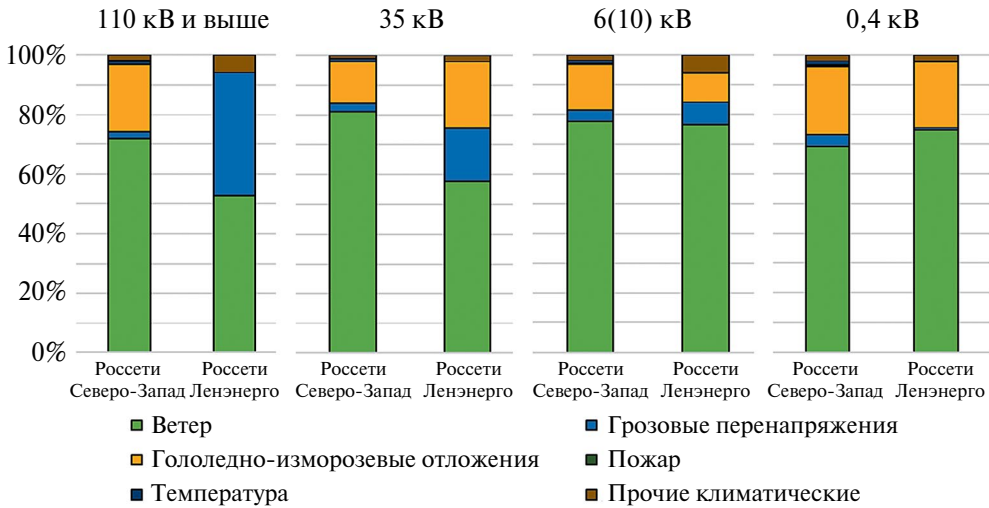


Рис. 4. Нормированная диаграмма влияния различных климатических факторов на аварийность в сетях разного напряжения.

оборудования 0.4 кВ, 6 (10) кВ, 35 кВ, 110 кВ и выше. На рис. 4 представлена нормированная диаграмма относительного влияния климатических факторов на аварийность в рассматриваемых сетях различного класса напряжения за период 2018–2023 гг.

Согласно диаграммам, представленным на рис. 4, наибольшее влияние на аварийность в сетях всех классов напряжений оказывают ветровые нагрузки. На территории ПАО “Россети Северо-Запад” в сетях всех классов напряжения доля ветра составляет от 70 до 80% всех ТН, связанных с климатическими факторами. На территории ПАО “Россети Ленэнерго” в сетях 35 кВ и выше влияние ветровых нагрузок немногим меньше и составляет 50–60% в зависимости от класса напряжения. Данная тенденция обусловлена непосредственно влиянием высоты опор и класса напряжения на частоту ударов молнии в высоковольтные линии электропередач и вклад грозных перенапряжений в аварийность соответственно. Согласно полученным данным, на территории филиала влияние данного фактора по цепям 110 кВ и выше составляет более 40%, по цепям 35 кВ – 17.8%, 6 (10) кВ – 7.6%, 0.4 кВ – 1%. Практически полное отсутствие влияния данного фактора (2.3÷4.6%) на аварийность в сетях ПАО “Россети Северо-Запад” может быть обусловлено тем, что часть регионов находится севернее Ленинградской области, и на их территории грозные перенапряжения встречаются значительно реже. Также в рассматриваемых сетях имеют значимое влияние гололедно-изморозевые отложения, однако несмотря на климатические особенности территории на их долю в сетях всех классов напряжения приходится не более 23%. Причем наиболее значительное влияние фактор оказывает в сетях низкого класса напряжения.

В целях изучения степени влияния климатических причин на аварийность в сетях рассчитана средняя продолжительность отключений, вызванных различными климатическими факторами по формуле (1):

$$t_{\text{нб}} = \frac{\sum_{i=1}^n t_{\text{аи}} - t_{\text{ааа}}}{n}, \quad (1)$$

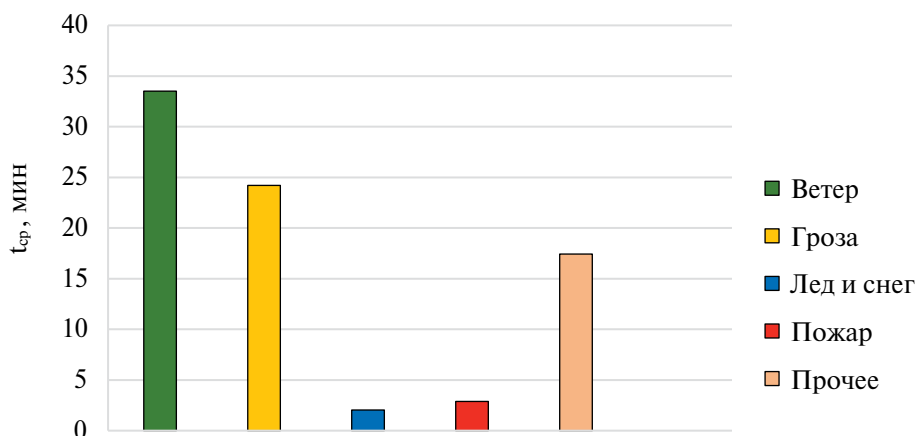


Рис. 5. Средняя продолжительность ($t_{ср}$) отключений, вызванных различными климатическими факторами, мин.

где n – число отключений, вызванных рассматриваемым фактором; $t_{авар.i}$ – время, в которое произошла авария; $t_{восст.i}$ – время, в которое был восстановлен режим работы объекта.

По полученным значениям построена диаграмма (рис. 5).

На основании полученных значений можно утверждать, что ветровые нагрузки приводят к наиболее продолжительным отключениям среди всех климатических факторов.

Подробная диаграмма представлена на рис. 6 с разделением по типам оборудования и классам напряжения.

Согласно представленным на рис. 6 значениям, наиболее длительные отключения свойственны сетям меньшего класса напряжения.

Поскольку влияние ветровых нагрузок наиболее значительно, в целях прогнозирования аварийности на объектах электросетевого комплекса построены модельные оценки, отражающие зависимость скоростей ветра в момент аварии и вероятность аварии для каждого региона на рассматриваемых территориях. Для получения такой зависимости каждой аварии была поставлена в соответствие наибольшая средняя скорость ветра из зафиксированных на территории данного региона в момент аварии. При этом вероятность отключения была рассчитана как отношение числа аварий, вызванных воздействием ветра ($N_{\text{авар.ветра}}$) при данной скорости ветра к общему числу аварий, связанных с воздействием ветра ($\sum N_{\text{авар.ветра}}$):

$$P_{v_i} = \frac{N_{\text{авар.ветра}}}{\sum N_{\text{авар.ветра}}}$$

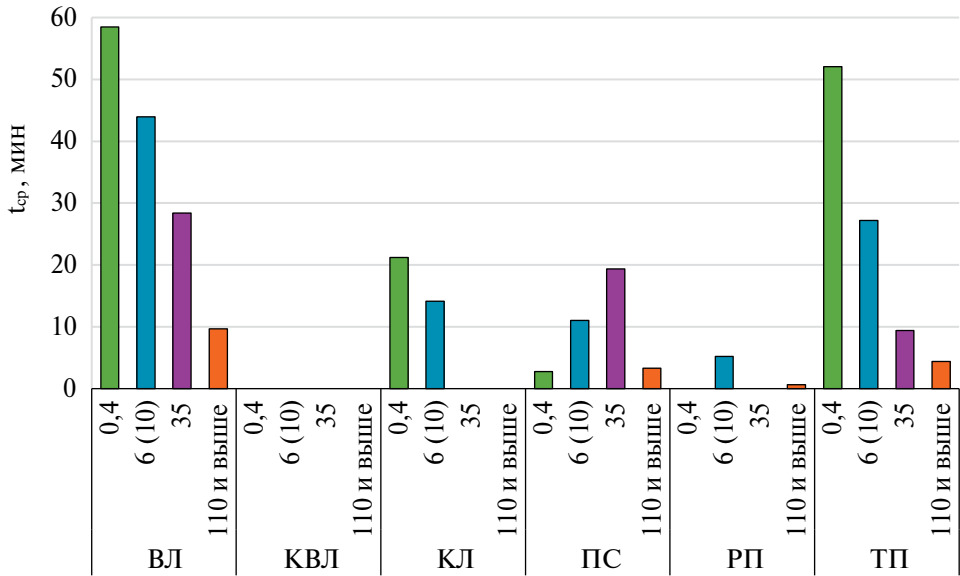


Рис. 6. Средняя продолжительность отключений оборудования разного класса напряжения в рассматриваемых сетях, мин. ВЛ – воздушная линия; КВЛ – кабельно-воздушная линия; КЛ – кабельная линия; ПС – подстанция; РП – распределительная подстанция; ТП – трансформаторная подстанция.

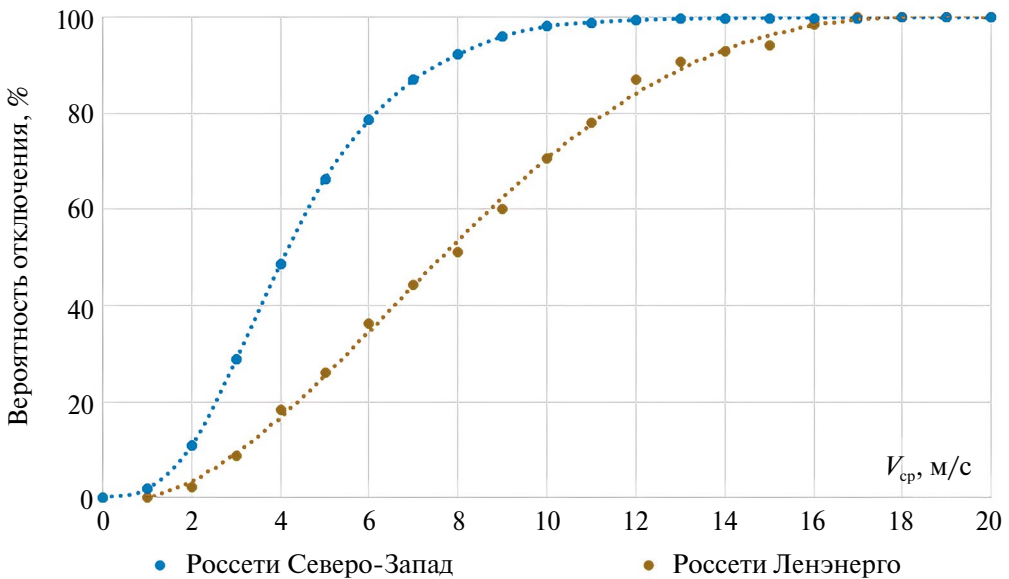


Рис. 7. Графики распределения вероятности аварийности объектов электросетевого комплекса от величины средних скоростей ветра.

По полученным таким образом значениям построены графики распределения вероятности аварии на объектах электросетевого комплекса в зависимости от экспозиции средних скоростей ветра, представленные на рис. 7.

Согласно полученным зависимостям, можно утверждать, что на территории ПАО “Россети Ленэнерго” отключения, связанные с воздействием ветровых нагрузок при скорости ветра выше 16 м/с, произойдут с вероятностью почти 100%, а на территории ПАО “Россети Северо-Запад” при скорости 10 м/с и более.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ИЗМЕНЕНИЯ ВЕТРОВОГО РЕЖИМА НА РАССМАТРИВАЕМЫХ ТЕРРИТОРИЯХ

Ретроспективный анализ климатических данных на основании архивов метеонаблюдений, предоставляемых на сервере ВНИИГМИ–МЦД по 64 метеостанциям, начиная с 1967 года [31], представлен на рис. 8 и 9. На первом из них отражена динамика изменения максимальных скоростей ветра и охвата скоростей в рамках 95% доверительного интервала за последние 50 лет с 1974 по 2023 гг.

История наблюдений показывает, что средние скорости ветра остаются практически неизменными, с неясной тенденцией к медленному снижению.

На рис. 9 представлена встречаемость различных скоростей ветра на рассматриваемой территории за весь период наблюдений. По полученным данным 50% всех зафиксированных скоростей ветра находятся в пределах от 1 до 4 м/с.

При этом наибольшей средней за три часа в последние 50 лет стала скорость в 45 м/с, зафиксированная в 2006 году на полярной метеостанции Малые Кармакулы на острове Южный в архипелаге Новая Земля (Архангельская область, Россия) на побережье Залива Моллера.

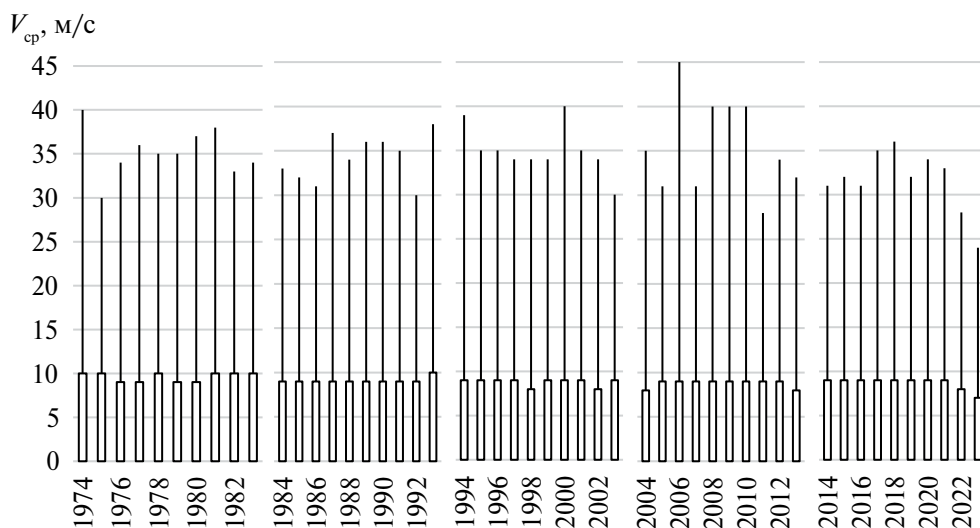


Рис. 8. Динамика изменения охвата скоростей ветра в рамках 95% интервала и диапазон значений за 50-летний период с 1974 по 2023 гг.

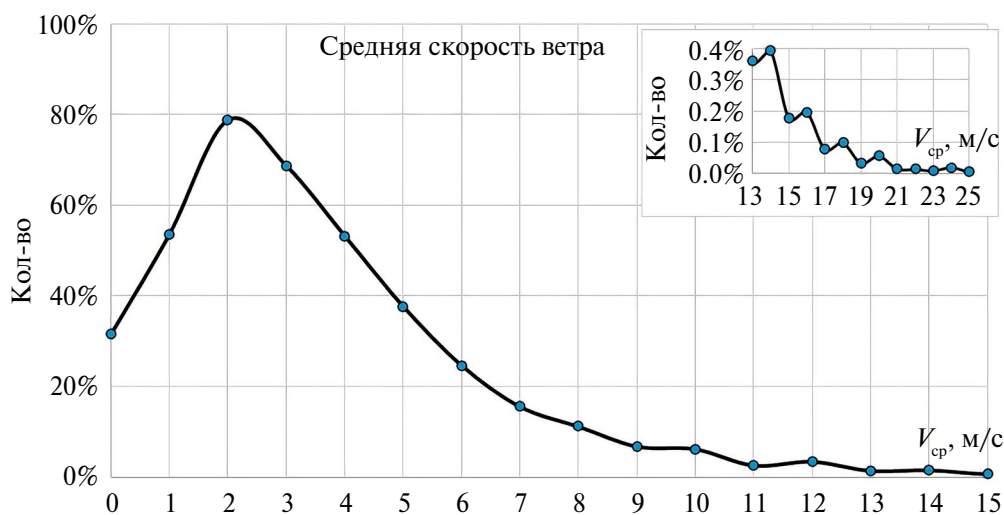


Рис. 9. Повторяемость скоростей ветра на рассматриваемой территории, %.

В качестве оценок ожидаемых изменений ветрового режима исследуемого региона были использованы результаты расчетов [32] изменения полей скорости ветра на территории России в течение текущего столетия, полученные с помощью ансамблевого подхода с использованием результатов моделей общей циркуляции атмосферы, участвующих в международном проекте CMIP5 (Coupled Multimodel Intercomparison Project Phase 5 – пятая фаза международного проекта межмодельного сопоставления сопряженных моделей) [33]. Достоверность полученных выводов обеспечена проведением процедуры валидации, включавшей в себя сопоставление разных вариантов мультимодельного ансамбля с данными реанализа ERA5 [34].

Использовался авторский климатический сценарий [35], учитывающий мероприятия, предусмотренные Парижским соглашением по охране климата, выполненный на основе историко-экстраполяционного подхода к изучению развития цивилизации, и показавший за прошедшие десятилетия наилучшее согласие с реально наблюдавшимися изменениями в мировой энергетике и глобальной климатической системе [36]. Расчет для авторского сценария, занимающего промежуточное положение между сценариями RCP2.6 и RCP4.5 (рис. 10), был выполнен с использованием результатов расчетов по этим стандартным сценариям в допущении линейной зависимости рассматриваемого климатического эффекта от глобальной температуры – основного климатического параметра, обуславливающего направленные изменения в климатической системе. Корректность этого приближения определяется относительно небольшим изменением глобальной температуры, которое не приводит к драматическому изменению процессов в климатической системе, по крайней мере, для рассматриваемых в данном исследовании реалистичных сценариев. Для расчетов были приняты среднесрочный и долгосрочный временные горизонты: 2045–2054 и 2085–2094 гг. соответственно (рис. 10). Статистическая значимость полученных оценок изменения скорости ветра для каждой серии расчетов (сочетания ансамбля и сценария) проверялась тестом Уэлча, учитывающим, в отличие от критерия Стьюдента, возможные различия дисперсий сопоставляемых выборок. Регионы,

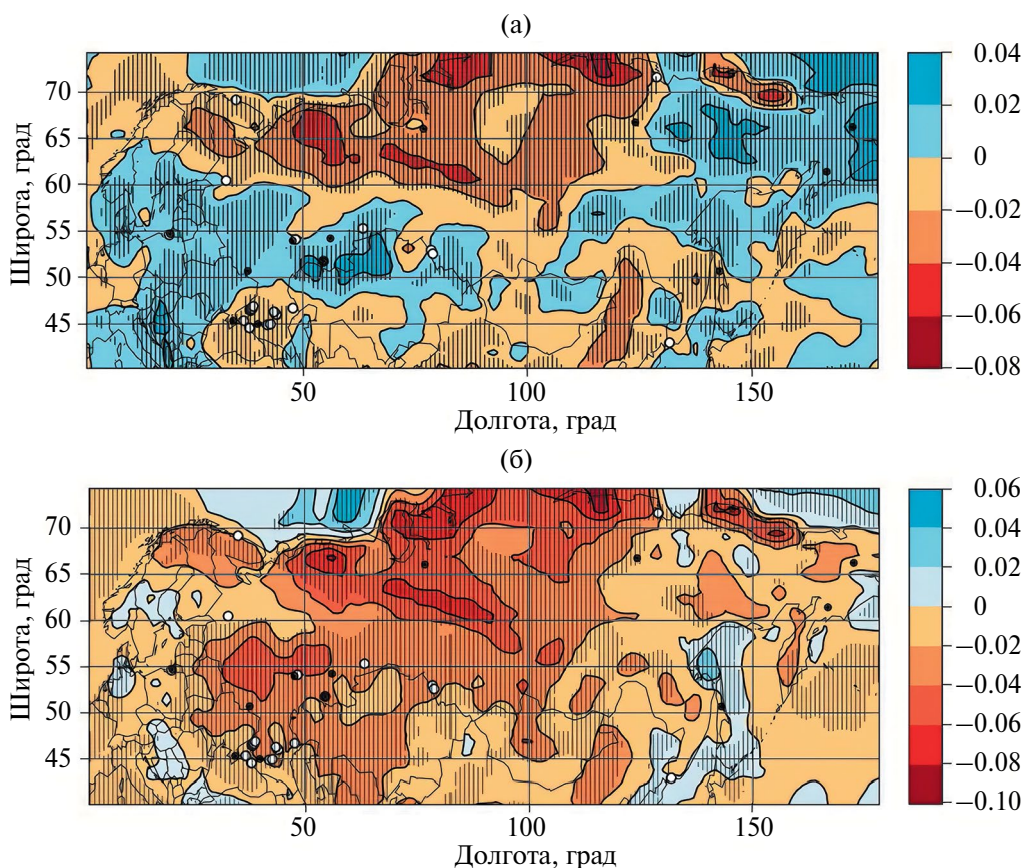


Рис. 10. Относительное изменение приповерхностной скорости ветра в 2045–2054 гг. (а) и в 2085–2094 гг. (б) по сравнению с 2007–2016 гг. для климатического сценария МЭИ [32].

где с доверительной вероятностью более 90% средняя скорость ветра будет отличаться от значения, соответствующего базовому периоду, отмечены штриховкой.

Как видно из представленных на рис. 10 результатов расчетов, северо-западная часть России относится к регионам, где ожидаемые климатические изменения будут сопровождаться разнонаправленными изменениями средней скорости ветра. Только в южной части (Ленинградская и Новгородская области, южная часть Карелии, а в середине столетия – и в Вологодской области) модельные расчеты показывают ее увеличение, а в остальных регионах присутствия ПАО «Россети Северо-Запад» вплоть до конца столетия ожидается снижение средней скорости.

Таким образом, если в зоне ПАО «Россети Ленэнерго» к середине столетия следует ожидать повышения скоростей ветра примерно на 5% по сравнению с современными значениями, то на территории ПАО «Россети Северо-Запад» их значения снизятся на 5%, а на севере региона – до 10%.

На основании анализа вероятностей отключений и прогнозных значений скорости ветра, представленных на рис. 7 и 10, следует ожидать, что к середине XXI века аварийность на объектах электросетевого комплекса возрастет только на территории

ПАО “Россети Ленэнерго” на 6.9% по сравнению с существующими значениями. В то же время на территории ПАО “Россети Северо-Запад” аварийность снизится на 1.5%, а на севере региона снижение составит до 3%.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. До 70% отключений в рассматриваемых сетях могут быть связаны с воздействием климатических факторов, причем большинство (50–80%) из них связаны с влиянием ветровых нагрузок.

2. Наибольшее количество технологических нарушений, связанных с климатическими факторами, приходится на оборудование более низкого класса напряжения. В комплексе с тем фактом, что наибольшая средняя продолжительность отключений свойственна оборудованию таких же классов напряжений, следует ожидать, что ущерб наносимый сетевым компаниям и потребителям электроэнергии наиболее ощутим именно от воздействия данной группы факторов.

3. Наиболее тяжелые последствия, несмотря на относительно спокойный ветровой режим, для энергосистемы наносят именно ветровые нагрузки, приводящие к большому числу технологических нарушений со средним временем восстановления более 33 минут.

4. Прогнозные оценки на основании моделей CMIP 5 и анализа ретроспективных данных показали, что к середине и концу столетия скорости ветра на рассматриваемых территориях изменятся разнонаправленно, причем в северных частях ожидается наиболее заметное снижение скорости ветра, а в южных – повышение. Данная тенденция окажет незначительное положительное влияние на аварийность в сетях ПАО “Россети Северо-Запад” (снижение до 3% в северных регионах) и отрицательное влияние на аварийность в сетях ПАО “Россети Ленэнерго” (повышение на 6.9%).

Работа выполнена при поддержке Российского научного фонда в НИУ “МЭИ” в части энергетических исследований (проект № 20-19-00721-П) и в ИНЭИ РАН в части климатических исследований (проект № 21-79-30013).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Клименко В.В., Кондратьева О.Е., Терешин А.Г.* и др. Изменение ветрового режима на территории России и аварийность воздушных линий электропередач // Доклады Российской академии наук. Физика, технические науки, 2021. Т. 497, № 1. С. 57–64.
2. *Climate Change 2021. The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change // Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change.*
3. *IEA “Power systems in transition - Challenges and opportunities ahead for electricity security”, 2020. P. 70.*
4. *Overhead Line Design Guidelines for Mitigation of Severe Wind Storm Damage. CIGRE, 2012. No. 485.*
5. *Guidelines for the Management of Risk Associated with Severe Climatic Events and Climate Change on OHL CIGRE, 2014. No. 598.*
6. *Design of Overhead Lines in a Changing Climate // CIGRE, 2022. No. B2-10974.*

7. *Lee S. and Ham Y.* Probabilistic framework for assessing the vulnerability of power distribution infrastructures under extreme wind conditions // *Sustainable Cities and Society*, 2021. V. 65. P. 1–11.
8. *Allen-Dumas M. R., Lee S. and Chinthavali S.* Analysis of Correlation between Cold Weather Meteorological Variables and Electricity Outages // *IEEE International Conference on Big Data (Big Data)*, 2022. P. 3398–3401.
9. *Loktionov O.A., Fedotova E.T., Kondrateva O.E., Dolchinkov N.T. and Kuznetsov N.S.* Actual and design wind loads for overhead transmission lines in the Central European part of Russia” // *Proceedings of the 6th Int. Conf. on Clean En. And Tech., IOP Conf. S.: Earth and EnT. Sc*, 2023. P. 1281(1).
10. *Pineda S., Morales J.M., Ding Y. and Østergaard J.* Impact of equipment failures and wind correlation on generation expansion planning // *Electric Power Systems Research*, 2014. V. 116. P. 451–458.
11. *Rocchetta R., Zio E. and Patelli E.* A power-flow emulator approach for resilience assessment of repairable power grids subject to weather-induced failures and data deficiency” // *Applied Energy*, 2018. V. 210. P. 339–350.
12. *Fant C., Boehlert B., Strzepak K., Larsen P., White A., Gulati S., Li Y. and Martinich J.* Climate change impacts and costs to U.S. electricity transmission and distribution infrastructure // *Energy*. V. 195, 2020, P. 1–10.
13. European Network of Transmission System Operators for Electricity. URL: <https://www.entsoe.eu/publications/system-operations-reports>
14. *Кузнецов Н.С., Забелин М.А., Локтионов О.А.* Сравнительная оценка структуры климатических причин аварий в электросетевом комплексе России // *Технологии будущего: сборник трудов VII международной научно-технической конференции студентов и аспирантов*, 2023. С. 461–467.
15. *Adler R.B., Daniel S.L., Heising C.R., Lauby M.G., Ludorf R.P. and White T.S.* An IEEE survey of US and Canadian overhead transmission outages at 230 kV and above // in *IEEE Transactions on Power Delivery*. 1994. V. 9. No. 1. P. 21–39.
16. *Shield S.A., Quiring S.M., Pino J.V, Buckstaff K.* Major impacts of weather events on the electrical power delivery system in the United States // *Energy*, 2021.
17. *Ren H., Hou Z.J., Ke X., Huang Q. and Makatov Y.* Analysis of Weather and Climate Extremes Impact on Power System Outage // *IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*, 2021. P. 1–5.
18. *Ekisheva S., Rieder R., Norris J., Lauby M. and Dobson I.* Impact of Extreme Weather on North American Transmission System Outages, 2021 *IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*, 2021. P. 1–5.
19. *Schaller J. and Ekisheva S.* Leading causes of outages for transmission elements of the North American bulk power system, 2016 *IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)*, 2016. P. 1–5.
20. *Arif A. and Wang Z.* Distribution Network Outage Data Analysis and Repair Time Prediction Using Deep Learning, 2018 *IEEE International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)*, 2018. P. 1–6.
21. *Panteli M., Pickering C., Wilkinson S., Dawson R. and Mancarella P.* Power System Resilience to Extreme Weather: Fragility Modeling, Probabilistic Impact Assessment, and Adaptation Measures // *IEEE Transactions on Power Systems*, 2017. V. 32. No. 5. P. 3747–3757.

22. *Клименко В.В., Кондратьева О.Е., Терешин А.Г.* и др. Изменение ветрового режима на территории России и аварийность воздушных линий электропередач // Доклады Российской академии наук. Физика, технические науки, 2021. Т. 497. № 1. С. 57–64.
23. *Локтионов О.А., Забелин М.А., Белова Е.А.* Comparative analysis of evaluation approaches for the climatic factors influence on power grid facilities reliability // 5th International Youth Conference on Radio Electronics, Electrical and Power Engineering (REEPE), 2023. P. 1–5.
24. *Локтионов О.А., Забелин М.А., Кузнецов Н.С., Максимов Д.О.* Estimation of Accident Rates in Russian Power Grid System Under Climate Factors // 6th International Youth Conference on Radio Electronics, Electrical and Power Engineering (REEPE), 2024. P. 1–5.
25. *Локтионов О.А., Кузнецов Н.С., Забелин М.А., Максимов Д.О.* Assessment Approaches of Climate Factors Influence for Design of Overhead Transmission Lines // 6th International Youth Conference on Radio Electronics, Electrical and Power Engineering (REEPE), 2024. P. 1–5.
26. *Акентьева Е.М., Ключева М.В., Фасолько Д.В.* Влияние наблюдаемых изменений климата на энергетическую отрасль (на примере Псковской, Смоленской и Брянской областей) // Труды Главной геофизической обсерватории им. А.И. Воейкова, 2019. № 595. С. 7–21.
27. *Локтионов О.А., Забелин М.А.* Особенности аварийности линий электропередачи от воздействия ветровых нагрузок на примере ПАО “Россети Центра и Приволжья” // ENVIROMIS 2022: Международная конференция и школа молодых ученых по измерениям, моделированию и информационным системам для изучения окружающей среды, Томск, 12–17 сентября 2022 года. Томск: Томский центр научно-технической информации, 2022. С. 354–357.
28. Распоряжение Правительства РФ от 09.06.2020 № 1523-р “Об Энергетической стратегии РФ на период до 2035 г.”.
29. Указ Президента РФ от 01.12.2016 № 642 “О Стратегии научно-технологического развития Российской Федерации”.
30. *Забелин М.А., Локтионов О.А., Кузнецов Н.С.* Сравнительная оценка структуры климатических причин аварий в электросетевом комплексе России // Технологии будущего: сборник трудов VII международной научно-технической конференции студентов и аспирантов, Москва, 22–26 июня 2023 года, 2023. С. 461–467.
31. ВНИИГМИ-МЦД. Специализированные массивы для климатических исследований [Электронный ресурс] // <http://aisori-m.meteo.ru>
32. *Клименко В.В., Федотова Е.В.* Долговременные перспективы развития ветроэнергетики России в условиях ожидаемых изменений климата // Теплоэнергетика, 2020. № 6. С. 6–20.
33. *Taylor K.E., Stouffer R.J., Meehl G.A.* An Overview of CMIP5 and the experiment design // Bull. Amer. Meteor. Soc, 2012. V. 93. P. 485–498.
34. ERA5: Fifth generation of ECMWF atmospheric reanalyses of the global climate. Copernicus Climate Change Service Climate Data Store. <https://cds.climate.copernicus.eu/cdsapp#!/home>
35. *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.
36. *Клименко В.В., Клименко А.В., Терешин А.Г.* Опыт построения дальних прогнозов воздействия мировой энергетики на атмосферу Земли // Известия РАН. Физика атмосферы и океана, 2015. Т. 51, № 2. С. 158–168.

**Assessment of the Operability and Causes
of Accidents of Electric grid Facilities
in the North of the European Part of Russia**

M. A. Zabelin^{1, *}, V. V. Klimenko^{1, 2, 3, 4, **}, O. A. Loktionov^{1, 3, *}**

¹*National Research University “Moscow Power Engineering Institute”, Moscow, Russia*

²*National Technological University “MISIS”, Moscow, Russia*

³*Institute of Energy Research of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia*

⁴*Institute of Geography of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia*

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

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

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

In this paper, the problems of the influence of climatic factors on the accident rate in the distribution networks of Russia are investigated. The review of existing research on this topic in Russia and abroad is carried out. Based on the annual reports of the company’s branches, a brief analysis of the impact of the key factors on accidents in various parts of the service of PJSC ROSSETI is presented. Based on the annual summary information on technological failures in the service area of PJSC Rosseti North-West and PJSC Rosseti Lenenergo and the archives of meteorological observations of Roshydromet, an analysis of the climatic causes of accidents in the Russian electric grid complex for the period 2018–2023 was carried out, the dependence between the observed wind speeds and the probability of disconnection at the facilities of the electric grid complex was revealed, an analysis of data of weather observations over the last 50 years is presented. Based on the simulation data of CMIP5 models, a forecast of changes in wind conditions and accidents in electrical networks in the study area was made.

Keywords: overhead power lines, accidents, climate change, wind speeds

УДК 621.311.16

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПЕРСПЕКТИВЫ ПРОМЫШЛЕННОГО ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ НА БАЗЕ ВЕТРОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ И ВОЗДУХОТУРБИННЫХ УСТАНОВОК С ПОДЗЕМНЫМИ АККУМУЛЯТОРАМИ СЖАТОГО ВОЗДУХА

© 2024 г. В. А. Казарян^{1, *}, В. Г. Николаев², Н. Н. Костенко^{1, **},
Р. З. Ахметзянов^{1, ***}, А. А. Гамова^{2, ****}, Ю. А. Сизова^{1, *****}

¹Общество с ограниченной ответственностью “Газпром геотехнологии”
(ООО “Газпром геотехнологии”), Москва, Россия

²Автономная некоммерческая организация “Научно-информационный центр –
“АТМОГРАФ” (АНО “НИЦ – “АТМОГРАФ”), Москва, Россия

*e-mail: v.kazaryan@gazpromgeotech.ru

**e-mail: N.Kostenko@gazpromgeotech.ru

***e-mail: R.Akhmetzyanov@gazpromgeotech.ru

****e-mail: atmograph@gmail.com

*****e-mail: y.sizova@gazpromgeotech.ru

Поступила в редакцию 12.01.2024 г.

После доработки 19.01.2024 г.

Принята к публикации 22.07.2024 г.

Дан анализ технологий энергоснабжения потребителей мегаваттной мощности по заданным графикам потребления электрической (ЭЭ) и тепловой (ТЭ) энергии на базе ветроэлектрических станций (ВЭС) и воздухотурбинных установок (ВТУ) с подземными аккумуляторами сжатого воздуха (ПАВ) в геологических и климатических условиях Российской Арктики в районе п-ова Таймыр и близлежащих к нему территорий. Проведен анализ ветроэнергетического потенциала в исследованном регионе, а также современных технологий его промышленного преобразования и использования. Изложены основы создания и использования подземных хранилищ для аккумуляции сжатого воздуха и природного газа, созданных в отложениях каменной соли с учетом климатических и геологических условий российской Арктики. Рассмотрены физические основы и технологии пневматического преобразования и использования воздуха, как энергоносителя. Разработана концептуальная схема перевода энергоснабжения портов Дудинка и Хатанга на зеленую энергетику. Проведены энергетические и экономические оценки предлагаемого способа производства энергии на базе ВЭС и воздухотурбинных установок с подземными аккумуляторами сжатого воздуха.

Ключевые слова: электроэнергия, энергоносители, ветроэлектрические станции, аккумуляция энергии, компрессия воздуха, капитальные и эксплуатационные затраты, себестоимость электроэнергии

DOI: 10.31857/S0002331024030029

ХАРАКТЕРИСТИКИ РЕГИОНА ИССЛЕДОВАНИЯ

Актуальность и новизна предлагаемого способа промышленного производства энергии состоит в совместном использовании ветроэлектрических станций (ВЭС) и воздухо-аккумулирующих воздухотурбинных установок (ВАВТУ). Аккумулирование сжатого воздуха осуществляется в подземных резервуарах (ПАВ), созданных в отложениях каменной соли. Согласно проведенному анализу, подходящие для этого климатические, геологические и экономические условия имеются в южной части п-ова Таймыр и на близлежащих к нему территориях в районе города-порта Дудинка, г. Норильска и поселков Хатанга и Караул, расположенных на территории Северо-Сибирского соленосного бассейна.

На территории рассматриваемого региона имеются месторождения природного газа, нефти, каменного угля, натриевых солей, меди, никеля, апатитов, строительного песка, найдены железо, серебро, цинк, оптический кварц, пирротин (содержащий золото и платину) и прочие полезные ископаемые. На Таймыре находятся крупнейшие в мире месторождения медно-никелевых руд, технических алмазов, редкоземельных металлов, апатит-магнетитовых руд с промышленно значимым содержанием тантала и ниобия [1].

Месторождения полезных ископаемых по большей части расположены в труднодоступных, практически неосвоенных малозаселенных районах со слаборазвитой или отсутствующей транспортной и энергетической инфраструктурой, что и затрудняет их разведку, освоение и добычу.

Разведка и добыча полезных ископаемых могут приводить к негативным последствиям экосистемы региона. Поэтому природоохранная деятельность, в том числе решение проблемы обеспечения региона собственными, более дешевыми и экологически чистыми топливно-энергетическими ресурсами, является важнейшей частью его перспективного развития Таймырского региона.

Наиболее значимым для исследуемого региона является топливно-энергетический комплекс. Добычу полезных ископаемых осуществляет АО «Таймыргаз», включающую скважинную добычу углеводородного сырья, ее подготовку на установке комплексной подготовки газа и газового конденсата и ее дальнейшую транспортировку до трубопроводной системы ОАО «Норильскгазпром» и доставку ее до потребителей. Газ и газовый конденсат, добываемый АО «Таймыргаз», потребляется на территории городских объединений (ГО) «Дудинка» и «Норильск».

В настоящее время АО «Таймыргаз» проводит работы по проектированию и строительству завода большой мощности по переработке углеводородов Пелятинского газоконденсатного месторождения с объемами производства до 200 тыс. т газового конденсата в год и потребляемой мощности до 3.5–4 МВт на базе существующего цеха переработки конденсата в городе-порте Дудинка.

Население г. Дудинка в 2021 г. составляло 22.4 тысяч жителей [2].

Порт Дудинка – самый северный и крупнейший в Сибири международный морской порт России и единственный в мире, работающий в режиме круглогодичной навигации в условиях Крайнего Севера. Является важнейшим для страны в экономическом и стратегическом отношении.

Порт Дудинка круглогодично связан морским сообщением с городами Архангельск и Мурманск. В период летней навигации — речным сообщением с городами

Красноярск и Диксон. Также порт Дудинка соединен с городами Норильск и Талнах железной и автомобильной дорогами.

Порт находится в ведении Заполярного филиала ПАО «ГМК «Норильский никель» и эксплуатируется одновременно как морской и речной, через который осуществляются снабжение Таймырского Долгано-Ненецкого района. ПАО «ГМК «Норильский никель» является крупнейшим в мире производителем высокосортного никеля, палладия, платины, кобальта, меди и родия, а также одним из ведущих в России производителем серебра, золота, иридия, рутения, селена, теллура, серы. В режиме круглогодичной навигации на девяти причалах порта перерабатывается в год около 2 млн т грузов.

В настоящее время ПАО «ГМК «Норильский никель» реализует масштабную инвестиционную программу (до 40 млрд руб.) по модернизации и увеличению пропускной способности порта к 2027 г. до 5 млн т с обновлением кранового хозяйства порта с установкой более 50 новых портовых кранов суммарной установленной электрической мощности порядка 10 МВт и общей установленной электрической мощности портового хозяйства 15 МВт.

Режим потребления ЭЭ портового, коммунального и жилищного хозяйства г. Дудинки характеризуется суточными графиками нагрузки ее энергосистемы, призванной обеспечивать бесперебойную подачу электроэнергии, включая часы максимального ее потребления. В часы минимума потребления ЭЭ требуется сохранение нагрузки той части генерирующего оборудования, для которого это приводит к существенному сокращению их ресурсов. Для этого необходимы высокоманевренные источники энергии и системы аккумулирования энергии.

В настоящее время снабжение электроэнергией г. Дудинки осуществляется по двум линиям электропередачи в 110 кВ от локальной Норильской энергосистемы, питаемой тремя работающими на местном газе Норильскими теплоэлектростанциями (ТЭЦ) суммарной установленной электрической мощностью 1205 МВт, а также Усть-Хатанской и Курейской гидроэлектростанциями суммарной мощностью 1050 МВт, обеспечивающих регулирование частоты электрического тока в энергосистеме. Суммарная установленная мощность и годовая выработка всех электростанций Норильской энергосистемы составляет соответственно 2250 МВт и 9,0 млрд кВт·час.

Газоснабжение промышленной зоны г. Дудинки осуществляет ОАО «Норильскгазпром». Удельный вес газа в топливном балансе г. Дудинки составляет примерно 97%. Газ как топливо используют котельные № 6, 7, «Дукла» и котельная очистных сооружений с потреблением газа более 90 млн м³/год. Согласно генеральному плану [2], развитие систем газоснабжения для жилой и общественно-деловой застройки г. Дудинка в ближайшие годы не предусмотрено.

Оптовые цены на газ с НДС для ТЭЦ Дудинки составляли в 2022 г. около 4000 руб./1000 м³, а к 2025 г. по экспертным оценкам превысят 5000 руб./1000 м³.

Услуги по передаче электрической (ЭЭ) и тепловой (ТЭ) энергии для жителей Дудинки оказывают теплоэлектростанции в г. Дудинке АО «Норильско-Таймырская энергетическая компания» и АО «Таймырбыт».

В 2022 г. суммарное потребление электрической мощности и энергии в Дудинке составило соответственно 165 млн кВт·ч и 19 МВт.

Действующий одноставочный тариф на ЭЭ, отпущенную различным категориям потребителей-организаций МО город Дудинка в конце 2022 г.,

дифференцированный для дневной (пиковой и полупиковой) и ночной зонам суток составлял соответственно 80.85 и 36.76 руб./кВт·ч с учетом НДС. Тарифы на ЭЭ для населения МО город Дудинка со второй половины 2022 г. составляли 2.09 руб./кВт·ч [3].

Годовые потребления тепловой энергии и мощности в МО город Дудинка в 2022 г. составили соответственно около 450 тыс. Гкал и 51 Гкал/час (в электрическом эквиваленте 59.6 МВт) [4]. При этом важно отметить, что агрегаты и оборудование котельных Дудинки отработали от 40 до 50 лет.

Тариф на тепловую энергию в Дудинке со второй половины 2022 г. составлял 1777.63 руб./Гкал, а тарифы на горячее водоснабжение составляли 74.65 руб./м³ теплоносителя и 1777.63 руб./Гкал [5].

Прогноз потребления электрической мощности и энергии в МО город Дудинка, полученный с учетом нормативов потребления ЭЭ в городах и в сельских поселениях (1920 и 1350 кВт·ч на одного человека в год соответственно), включая потребление ЭЭ жилыми (жилой сектор г. Дудинки на 100% оборудован электроплитами) и общественными зданиями, предприятиями коммунально-бытового обслуживания, энергоснабжения порта, наружным освещением, системами водоснабжения, водоотведения и теплоснабжения, промышленными потребителями, а также с учетом потерь в сетях, на 2036 г. может достигнуть 350 млн кВт·ч и 36 МВт.

С учетом замены вырабатывающих ресурс котельных и роста потребления к 2035 г. в МО Дудинка потребуется ввод генераторов ТЭ около 20–25 Гкал/час или в электрическом эквиваленте – до 30 МВт [6].

Хатангский район с центром в Хатанге, расположенный в восточной части п-ова Таймыр, считался во времена СССР важной ресурсной базой российского севера. На территории Хатангского района и прилегающей к нему территориях найдены рудопроявления цветных и черных металлов, сходные с Норильским месторождением, а также апатиты, нефть, газ, алмазы, соль, уголь и другие полезные ископаемые. Изучены энергоресурсы реки Котуй, где в 1970 годы был выбран створ для будущей ГЭС. Хатанга находится в центре этих богатств, и вокруг нее ожидалось строительство промышленного района, а порт в Хатанге являлся важным логистическим центром Таймыра. В 1989 г. население Хатанги составляло примерно 6400 человек. Согласно Генеральному плану развития и застройки села Хатанги, разработанному институтом “Красноярскгражданпроект” в конце 1970-х годов в Хатанге к концу века ожидалось увеличение населения до 10–12 тыс. человек [7].

Однако после развала СССР реализация планов по развитию Хатангского района остановилась, а его население значительно сократилось (численность населения поселения Хатанга на 2022 г. составляло 2585 человек). Но в настоящее время экономический интерес к ранее принятым планам начал расти.

Хатангский морской и речной порт в настоящее время является третьим по значению на Таймыре после Дудинки и Диксона с годовым грузооборотом не менее 75 тыс. т. В нем производятся погрузо-разгрузочные работы и транспортировка энергоносителей и генеральных грузов при северном завозе. Порт принимает суда типа “река-море” с грузоподъемностью от 1.5 до 5 тыс. т. Аэропорт, расположенный в Хатанге, является одним из крупнейших в Арктике.

Суммарная мощность 17 электрогенерирующих установок района Хатанги составляет 7.7 МВт [8].

Электроснабжение Хатанги, изолированной от энергетической системы страны, обеспечивают три дизельных электростанции (ДЭС) типа MW-Power ЭД-240-Т400-2РН контейнерного типа мощностью по 240 кВт с двигателем ЯМЗ. Разработаны и реализуются планы по использованию для энергоснабжения поселения модульных ДЭС суммарной мощностью до 4 МВт, использующих в качестве основного топлива сырую нефть. В районе также рассматриваются планы по внедрению электрических котельных.

Годовое производство ЭЭ составляет в настоящее время 13.3 млн кВт·ч.

Средний дневной и ночной тарифы на ЭЭ в Хатанге в конце 2022 г. составляли соответственно 79.02 руб./кВт·ч и 40.51 руб./кВт·ч с учетом НДС.

Средняя ресурсоемкость производства ЭЭ в Хатанге составляет около 3.5 МВт·ч/т дизельного топлива. Годовая потребность в дизельном топливе на электроснабжение составляет не менее 4700 т. На территории с. Хатанга имеются аварийные ДЭС суммарной мощности 1112 кВт. В целом по электрогенерирующим объектам поселения Хатанга более 50% ДЭС выработали свой ресурс и требуют замены либо капитального ремонта. Электрические сети имеют физический износ более 60%.

Годовое потребление ЭЭ на 2030 г., оцененное местными энергокомпаниями (МУП “Хатанга-Энергия” и МУП “Полярная ГРЭ”) из прогнозируемых тенденций изменения существующего электропотребления по отраслям и предполагаемого роста населения до 5000 человек превысит 14 млн кВт·ч.

В соответствии с Программой социально-экономического развития муниципального района [1] предусмотрено строительство мини-ТЭЦ в западной промзоне мощностью 5 МВт. Основным видом топлива для проектируемой мини-ТЭЦ будет являться бурый уголь Хатангского месторождения.

Централизованное теплоснабжение Хатанги осуществляют пять котельных суммарной установленной мощности порядка 40 МВт (34 Гкал/час) с суммарным годовым производством ТЭ до 100 000 Гкал, работающих на привозном каменном угле с удельным потреблением 275 кг/Гкал. Средняя продолжительность отопительного периода в Хатанге составляет 310 дней. Износ большей части оборудования и тепловых сетей превышает 60%.

Тариф на ТЭ в Хатанге в 2022 г. составлял 11353.42 руб./Гкал без учета НДС.

ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВЭС ДЛЯ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ РЕГИОНА

В свете мировых тенденций перехода на зеленую энергетику перспективным представляется использование для энергоснабжения возобновляемых источников энергии (ВИЭ). В российской Арктике основным видом ВИЭ является ветер и утилизирующие его ветроэнергетические станции (ВЭС).

Карты распределения скорости ветра по территории России и рассматриваемого в работе региона представлены на рис. 1.

Для большей части исследуемого региона среднегодовые скорости ветра на высоте 100 м находятся в диапазоне от 7 до 8 м/с.

Технический ветропотенциал (ВЭП) оценивается в предположении о возможности максимального использования энергии ветра в регионе при размещении на допустимой площади его территории наиболее технически совершенных ВЭУ

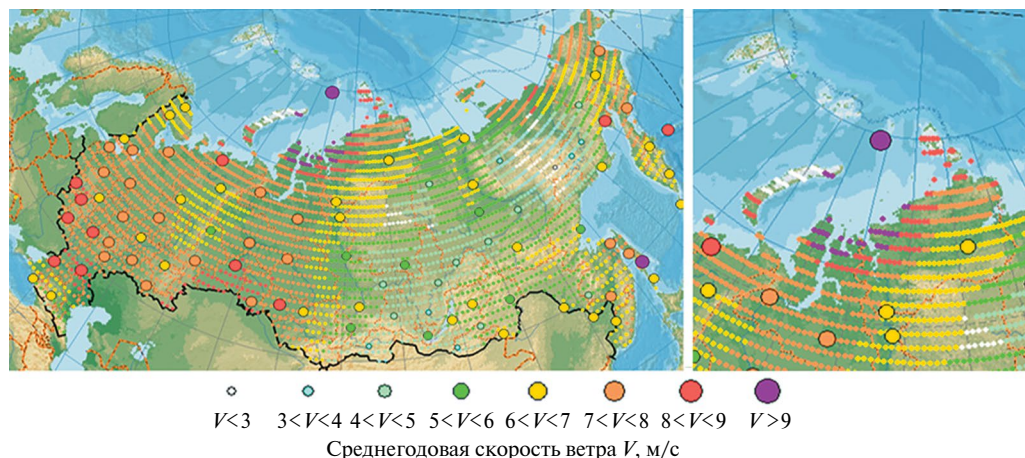


Рис. 1. Среднегодовая скорость ветра на высоте 100 м по данным аэрологических станций.

пропеллерного типа. Оптимальным при этом является размещение ВЭУ в узлах равносторонней треугольной сетки со стороной L , равной $L = 10 \cdot D_{\text{ВК}}$ ($D_{\text{ВК}}$ – диаметр ветроколеса ВЭУ), обеспечивающих достаточно полное восстановление мощности ветра, отданной очередному ВЭУ, при его движении до следующего на его пути ВЭУ и максимально плотное их размещение на отведенной под ВЭС территории: $N_{\text{уд}} = 1, 155 \cdot (1000/L)^2$ ВЭУ/км².

Согласно проведенному анализу, наибольшую выработку удельной (с 1 км² территории) мощности и энергии в настоящее время обеспечивает сухопутная ВЭУ модели Е 126 ветрового класса Ia производства компании Enercon (ФРГ) номинальной мощности 7.6 МВт с диаметром ветроколеса 126 м и высотой башни 135 м. Е 126 обеспечивает съем мощности ветра до 5.5 МВт с 1 км² поверхности земли при скоростях ветра ≥ 15 м/с и размещение ВЭУ в узлах равносторонней треугольной сетки. Но, согласно проведенному анализу, в рассмотренном регионе со среднегодовыми скоростями ветра менее 8.5 м/с возможно использование ВЭУ ветрового класса Па типа Gamesa 170–8000 номинальной мощности 8 МВт с диаметром ветроколеса 170 м и высотой башни 135 м.

Расчет коэффициента использования установленной (номинальной) мощности $K_{\text{ИУМ}}$ ВЭУ, гипотетически установленных в рассмотренном Таймырском регионе и прилегающих к нему территорий, в данной работе проведен с использованием методики, описанной в [9].

Карты распределения $K_{\text{ИУМ}}$ ВЭУ Gamesa 170–8000 по территории России и рассматриваемого в статье региона представлены на рис. 2.

$K_{\text{ИУМ}}$ ВЭУ Gamesa 170–8000 с высотой башен 135 м согласно расчетам авторов равен 29.8% в районе Дудинки и 26.7% в районе Хатанги.

Основным препятствием использования ветра как энергоносителя является непостоянство и непредсказуемость во времени его мощности и, как следствие, трудность гарантированного покрытия графиков потребления энергии.

Распределение среднеквадратических отклонений (СКО) за соседние 10-минутки мощностей ВЭУ Е 126 при скорости ветра, превышающей 3.5 м/с (пусковая скорость ВЭУ) в исследуемом районе по данным измерений ветра в поселке Тикси,

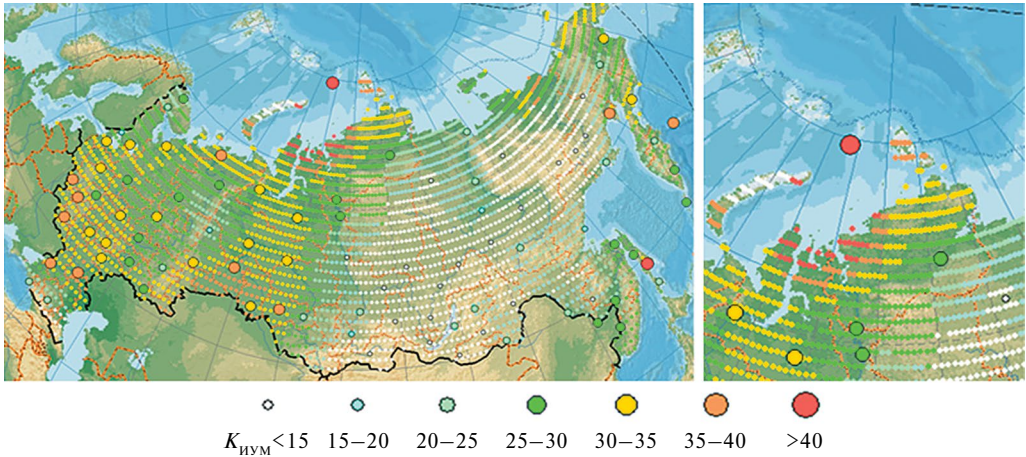


Рис. 2. Территориальное распределение $K_{ИУМ}$ ВЭУ Gamesa 170–8000 с высотой башни 135 м.

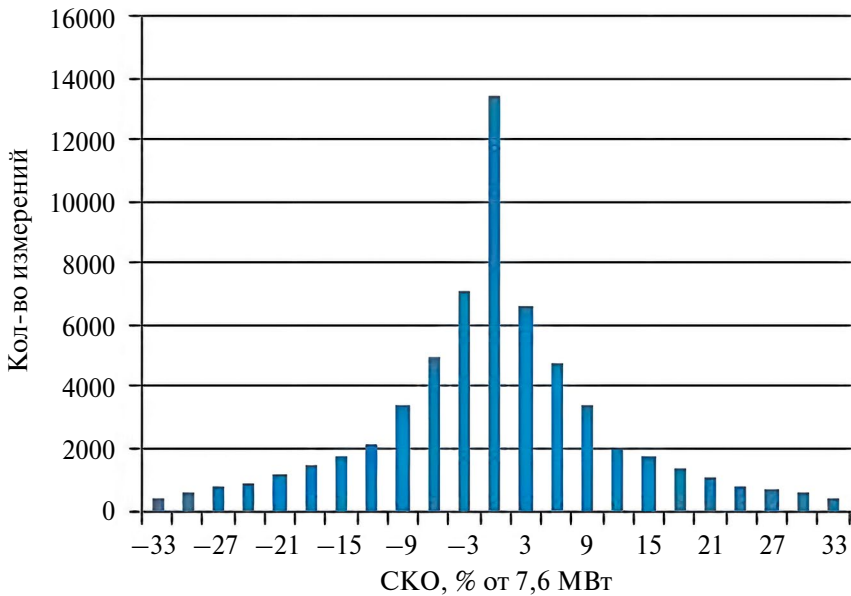


Рис. 3. СКО мощности ВЭУ Е 126 за соседние 10-минутки в исследуемом районе, % от номинальной мощности ВЭУ.

репрезентативными для исследуемого региона, приведено на рис. 3. Согласно расчетам по методике, описанной в [10] по данным измерений в Тикси, СКО мощностей ВЭУ Е 126 между соседними 10-минутками за весь год в исследуемом регионе составляет около 7% или 0.5 МВт от номинальной мощности ВЭУ Е 126 (7.6 МВт), то есть наблюдается значительная нестабильность в выдаче мощности ВЭУ, особенно в ветреные сезоны.

Необходимым параметром при выборе емкости системы аккумулирования энергии для ВЭУ и ВЭС и при технико-экономических расчетах являются вероятности

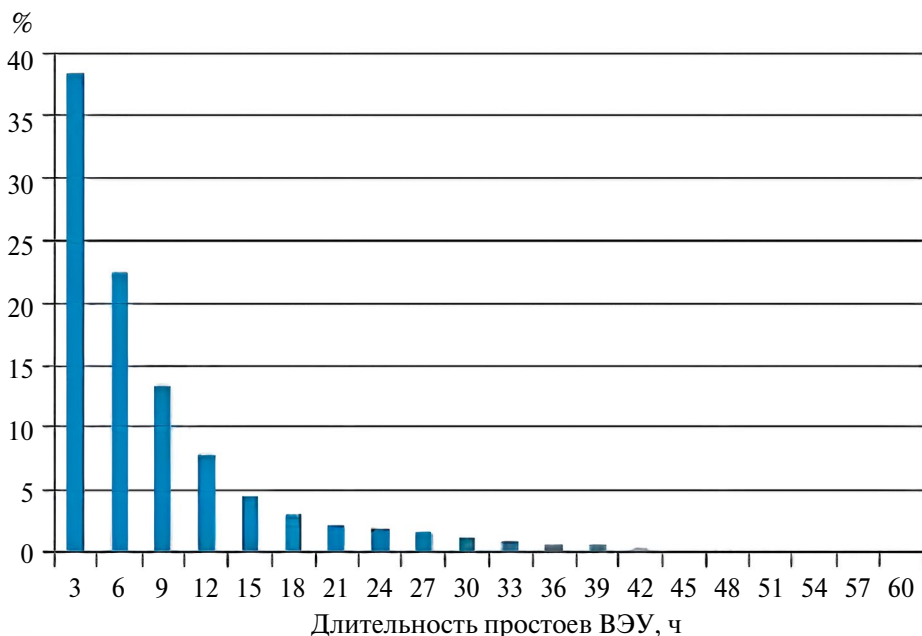


Рис. 4. Длительности периодов простоя ВЭУ Е 126 в исследуемом районе в часах.

и длительности периодов их простоев из-за ветровых штилей и слабом ветре (для современных ВЭУ ≤ 4 м/с). Пример результатов расчета этих параметров для ВЭУ Gamesa 8000 дан на рис. 4.

Из проведенных оценочных расчетов следует, что длительность подавляющего большинства простоев ВЭУ по безветрию не превышает 3 суток, а простои по безветрию ВЭУ в Дудинке и Хатанге составят соответственно 17 и 19% годового времени.

ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ АККУМУЛИРОВАНИЯ ЭНЕРГИИ

Важнейшей составляющей ВАВТУ является аккумулирующее устройство для накопления энергии. Ее задача состоит в накоплении энергии в часы малой нагрузки энергосистемы или избытка энергоносителя (ветра в случае ВЭУ) и выдачи накопленной энергии для выравнивания неравномерного круглосуточного потребления ЭЭ, в первую очередь в часы максимальной (пиковой) нагрузки энергосистемы.

Для бесперебойного и качественного обеспечения необходимым количеством ЭЭ в данной работе рассмотрены два инновационных способа. Все они основаны на использовании излишков ЭЭ, выработанных ВЭС или электростанциями иного типа для накопления энергии сжатого воздуха в подземных аккумуляторах воздуха (ПАВ). Энергия запасенного сжатого воздуха используется для выработки электроэнергии воздушно-турбинными установками (ВТУ) при повышенных пиковых нагрузках и в периоды безветрия [11].

Способы отличаются технологиями использования сжатого воздуха.

Первый способ выравнивания и регулирования электроснабжения в рассматриваемых районах при наличии в них природного газа основан на использовании

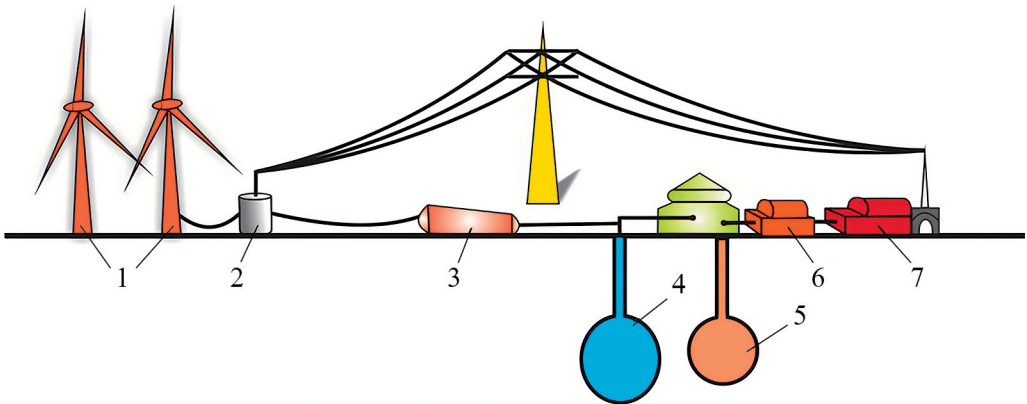


Рис. 5. Схема ВЭС в сочетании с ВАГТУ и с подземными аккумуляторами воздуха и топлива: 1 – ВЭС; 2 – трансформатор; 3 – воздушный компрессор; 4 – подземный аккумулятор воздуха; 5 – подземный аккумулятор топлива; 6 – газовая турбина; 7 – генератор электроэнергии.

воздушно-аккумулирующих газотурбинных установок (ВАГТУ) повышенной энергетической эффективности по сравнению с традиционными ГТУ. При данном способе повышение энергетической эффективности ГТУ обеспечивается за счет энергии сжатого до высокого давления воздуха.

В стандартной комплектации газовой электростанции ГТУ работает совместно с воздушным компрессором, обеспечивающим высокое давление подаваемого в камеру сгорания воздуха. Компрессор приводится в действие турбиной, на что затрачивается до двух третей ее энергии.

При работе ВАГТУ сжатый воздух отбирается из подземного аккумулятора, нагревается в регенераторе и подается прямо в камеру сгорания газотурбинного двигателя. Одновременно в камеру сгорания подается топливо (природный газ). Образованные в ходе сгорания газы подаются на турбину, приводя ее и соосный с ней якорь генератора во вращение и обеспечивая выработку ЭЭ. Поскольку мощность турбины для приведения в действие воздушного компрессора более не требуется, турбина того же размера может вырабатывать больше энергии, используя меньше топлива выработку энергии. Накапливаемый сжатый воздух заменяет газ, который нужно было в противном случае сжечь для сжатия воздуха компрессором ГТУ.

ГТУ с такой компоновкой вырабатывает примерно на 30% больше ЭЭ по сравнению с существующими ГТУ, поскольку процесс сжатия воздуха протекает отдельно от процесса подготовки топливной смеси [11].

Соответственно, уменьшается расход топлива на выработку энергии.

На рис. 5 представлена схема ветроэлектрической станции (ВЭС) в интеграции с воздушно-аккумулирующей газотурбинной установкой с подземными аккумуляторами воздуха и топлива.

Избыток электроэнергии, вырабатываемой ВЭС (1) по отношению к потребляемой, используется для закачки воздуха в ПАВ (4) многоступенчатым компрессором (3) с промежуточными охладителями.

ПАВ и резервуар топлива (5) сооружаются, как правило, в отложениях каменной соли методом подземного растворения через вертикальную скважину.

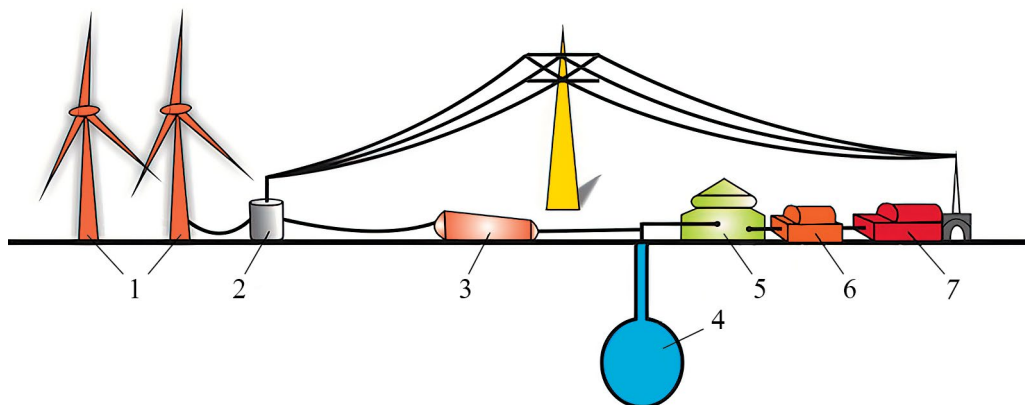


Рис. 6. Схема ВЭС в сочетании с ПАВ и ВТУ: 1 – ВЭС; 2 – трансформатор; 3 – воздушный компрессор; 4 – подземный аккумулятор воздуха; 5 – осушитель воздуха; 6 – воздушная турбина; 7 – генератор электроэнергии.

Геометрический объем подземных резервуаров устанавливается в соответствии с мощностью и длительностью работы ВАГТУ, которая включается в работу при пиковом возрастании электропотребления или дефиците мощности ВЭС. Подготовленный воздух под необходимым давлением подается в камеру сгорания газотурбинного двигателя с одновременной подачей топлива. Газовая турбина (6) смонтирована на одном валу с генератором (7), приводя его в действие при вращении. В процессе работы ВАГТУ давление воздуха в подземном аккумуляторе меняется в диапазоне от 4 до 6 МПа.

Второй способ бесперебойной выработки электроэнергии по заданному графику ее потребления применим в районах с отсутствием иных носителей энергии, кроме ветра и построен на использовании комплекса ВЭС, ПАВ и ВТУ (воздушно-турбинных установок), сокращенно ВАВТУ (рис. 6).

При этом ВЭС служит для выработки электроэнергии по графику нагрузки при достаточной мощности ветра и энергоснабжения компрессора, обеспечивающего компрессию воздуха и его накопление в ПАВ при превышении мощности ВЭС над нагрузкой.

При избытке ЭЭ, вырабатываемой ВЭС, многоступенчатым компрессором (3) с промежуточным охлаждением (с полезным использованием ТЭ) производится закачка воздуха в подземный резервуар (4). Геометрический объем резервуаров ПАВ устанавливается в соответствии с мощностью и длительностью работы ВТУ, которая включается в работу при возрастании электропотребления или дефиците мощности ВЭС. Осушенный в (5) воздух под необходимым давлением подается на высокооборотную турбину ВТУ (6), смонтированную на одном валу с генератором (7), приводя его в действие при вращении.

Основные эксплуатационные параметры ВАВТУ зависят от выбора типа, пространственного расположения, технологии строительства и эксплуатации подземных аккумуляторов вышеперечисленных энергоносителей.

Поэтому при разработке технологии строительства и эксплуатации ВАГТУ и ВАВТУ начинают с определения параметров, местоположения, типа и способов строительства и эксплуатации подземных аккумуляторов воздуха.



Рис. 7. Схема расположения месторождений и проявлений каменной соли на Сибирской платформе (по Р. Г. Матухину и П. Н. Соколову, 1991): ■ – месторождения и проявления каменной соли, □ – залежи соли, предполагаемые по геолого-геофизическим данным.

ГЕОГРАФИЯ СОЛЕНОСНЫХ БАССЕЙНОВ В ИССЛЕДУЕМОМ РЕГИОНЕ

Северо-Сибирский солёносный бассейн находится на северо-западе Восточной Сибири и занимает территорию полуострова Таймыр, северной части Среднесибирского плоскогорья и архипелага Северная Земля (рис. 7).

Кроме того, проведенные геологические и геофизические исследования показали, что девонские солёносные отложения распространены на значительной территории бассейна реки Хатанги.

Наличие залежей каменной соли в Северо-Сибирском солёносном бассейне достоверно установлены также в Нордвик-Хатангском и Норильском районах.

Нордвик-Хатангский солёносный район является давно известным участком развития девонских соляных толщ на севере Восточной Сибири. Здесь солёносная толща слагает соляные купола и имеет несколько выходов каменной соли на поверхности в сводах соляных куполов.

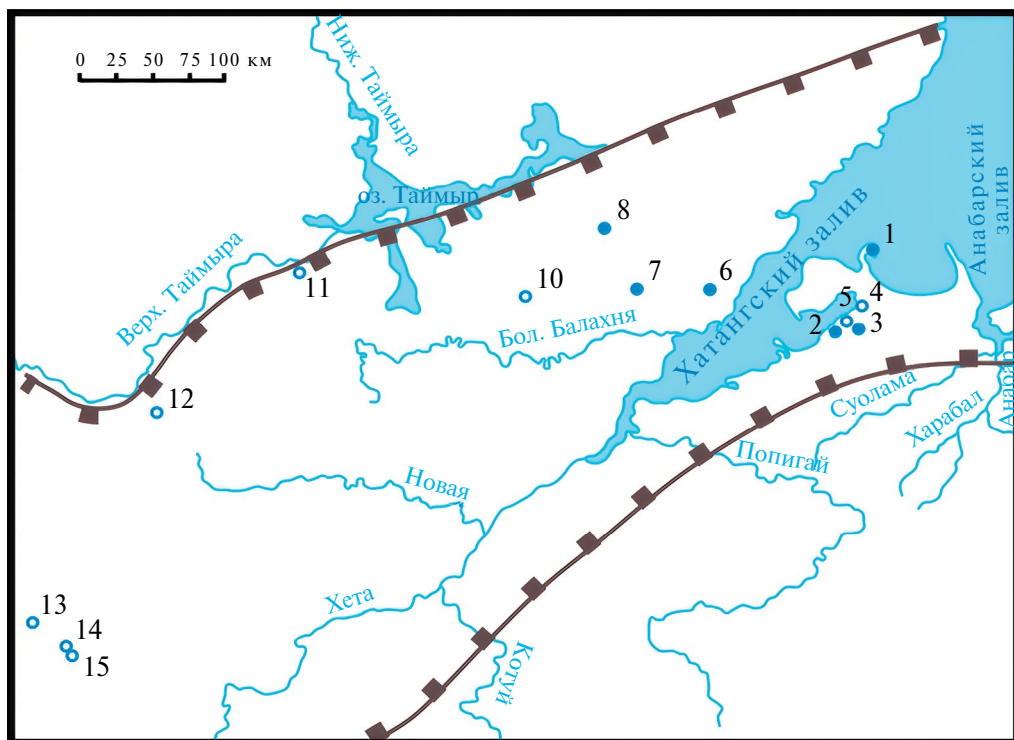


Рис. 8. Схема распространения соляных куполов в Нордвик-Хатангском соленосном районе (Н.А. Шумак, 1973): ■ — граница распространения соляных отложений; ● — выявленные соляные купола; ○ — соляные купола, предполагаемые по геологическим или геофизическим данным.

Предполагается, что соляная толща развита на значительной площади в пределах Енисей-Хатангского прогиба, где простирается не только на восток, но и на запад, вплоть до Норильского района (рис. 8).

Полная мощность соляных куполов не установлена, но вскрытая мощность составляет несколько сотен метров. Выше соляных куполов залегают породы, представленные разнообразными гипсами с обломками доломитов, известняков, ангидритов, иногда диабазов и глин высотой до 300 м.

По температурным условиям район неоднороден. Геотермический градиент меняется от 1.8° до $2.6^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$. Несмотря на сравнительно умеренные и повышенные температуры, мощность многолетней мерзлоты в рассматриваемом районе достигает 465–570 м.

Соленосная толща, слагающая купола в Нордвикском районе, является наиболее древней среди девонских отложений. Ее полная мощность не установлена, хотя глубокими скважинами пробурено свыше 1250 м.

Соленосная толща изучена только в двух куполах: Нордвикском и Кожевниковском, где она слагает штоки. На Нордвикском куполе шток каменной соли местами выходит на поверхность, на Кожевниковском он вскрыт скважинами.

Норильский соленосный район расположен на северо-западной окраине Сибирской платформы (рис. 9). Здесь каменная соль вскрыта буровыми работами, проведенными в бассейне реки Имангды [11].



Рис. 9. Местоположение вскрытых скважинами залежей каменной соли в северо-западной части Сибирской платформы (по П.И. Соколову, 1975,1977): ● — скважины, вскрывающие залежи каменной соли.

Разведочные работы здесь проводились на пяти площадках. Выявленная мощность соленосных пластов составляет от 1.5 до 80 м с глубиной залегания от 700 до 1700 м содержание NaCl в каменной соли составляет 85–98%.

Наиболее перспективной для создания подземных аккумуляторов в каменной соли является Нордвик-Хатангский соленосный район. Здесь развита солянокупольная тектоника, которая изучена в настоящее время недостаточно.

В пределах Норильского соленосного района каменная соль имеет пластовую, часто линзообразную форму залегания. Она вскрыта отдельными скважинами практически во всех стратиграфических подразделениях девона.

Благоприятным районом для строительства подземных аккумуляторов является бассейн реки Микчанды, где в скважине каменная соль вскрыта на глубинах 700–900 м.

Основными источниками технической воды для строительства подземных резервуаров в пределах Северо-Сибирского бассейна могут являться многочисленные реки и озера.

Наиболее очевидным способом утилизации рассола при строительстве подземных резервуаров на территории бассейна является его сброс в море Лаптевых или в многочисленные соленые озера, распространенные здесь.

В случае создания подземных аккумуляторов в районах, удаленных от морского побережья и от озер на значительные расстояния, утилизация рассолов в первом приближении возможна путем его возврата в водоносные горизонты.

Третье направление утилизации строительного рассола является его переработка. При сооружении подземных резервуаров в каменной соли для резервирования

газообразных и жидких продуктов строительный рассол является отходом производства. Строительный рассол с концентрацией 300–310 кг/м³ каменной соли является ценным сырьем для производства. Создание единого комплекса по сооружению подземных резервуаров и переработке строительного рассола позволит производить: поваренную и техническую соль, кальцинированную соду, хлор, стекло.

Кооперация указанных производств с созданием подземных резервуаров в каменной соли дает следующие преимущества: уменьшение капитальных расходов создания подземных резервуаров, снижение себестоимости выпускаемой продукции всеми предприятиями технологического комплекса, значительное уменьшение экологической нагрузки на окружающую среду.

Основными критериями пригодности месторождений каменной соли для сооружения подземных аккумуляторов являются: мощность, конфигурация соляного тела и глубина его залегания. Эти три главных критерия определяют геометрическую форму и объем подземного резервуара.

Выбор технологии и способов сооружения подземных аккумуляторов энергоносителей зависит от структурных особенностей залежи, условий ее залегания, физико-химических свойств и других критериев, которые необходимо знать до начала проектирования подземного аккумулятора.

Снижение расходов на строительство и эксплуатацию подземных аккумуляторов является комплексной задачей, решение которой связано с обоснованием выбора технологий эксплуатации аккумулятора. Выбор технологии хранения продукта оказывает существенное влияние на технико-экономические показатели всего объекта.

Массивы каменной соли характеризуются значительной устойчивостью во времени, имеют практически ничтожную проницаемость, низкое (не более 1–3%) содержание влаги, склонность к пластическому течению, что приводит к быстрой залечиваемости образующихся дефектов (трещин) под действием веса залегающей толщи пород. Каменная соль имеет высокую теплопроводность. Пласты и массивы каменной соли перекрываются, как правило, породами с низкой проницаемостью, представляющими собой водоупоры.

В зависимости от объема хранимого продукта подземный аккумулятор может состоять из одного или из многих резервуаров. Выработки-емкости подземных резервуаров могут сооружаться в залежах каменной соли всех морфологических типов (пластовых, пластово-линзообразных, линзообразных, куполах и штоках).

Площадь распространения залежи соли выбирается с учетом размещения заданного количества резервуаров с промежутками между выработками и боковыми поверхностями соляной залежи.

При строительстве ПАВ в каменной соли методом подземного растворения через буровые скважины необходимо наличие следующих условий:

- достаточной мощности соляной залежи на необходимой глубине;
- источника пресной или маломинерализованной воды;
- возможностей удаления рассола с площадки строительства.

Глубина заложения выработок-емкостей определяется в зависимости от номенклатуры хранимых продуктов, ожидаемого внутреннего давления в подземном резервуаре, плотности выше залегающих горных пород и др.

Минимальная глубина заложения кровли, H_{\min} , м, выработки-емкости подземного резервуара, сооружаемого в непроницаемых горных породах определяется по формуле:

$$H_{\min} = \frac{P_{\max}}{\eta \cdot \rho_n \cdot g} + a,$$

где P_{\max} – максимально допустимое эксплуатационное давление, Па, принимаемое на уровне башмака основной обсадной колонны; $\eta = 0.85$ – коэффициент надежности по нагрузке; a – длина необсаженной части скважины, м;

$\rho_n = \frac{\sum_{i=1}^n \rho_i m_i}{\sum_{i=1}^n m_i}$ – усредненная плотность пород, залегающих выше башмака основной обсадной колонны, кг/м³; n – число слоев; ρ_i – плотность пород i -го слоя, кг/м³; m_i – мощность i -го слоя, м; g – ускорение свободного падения, м/с².

Технология, с помощью которой сооружаются подземные аккумуляторы в каменной соли через буровые скважины, называется гидроциркуляционной и основана на принципе циркуляционного воздействия воды (растворителя) на растворяющуюся поверхность массива каменной соли [12]. Подача растворителя в выработку и отбор раствора каменной соли из нее могут осуществляться через одну или через две скважины, пробуренные для одной выработки. Растворитель, выходя из водоподающей колонны скважины, вступает в контакт с соляной породой, растворяет ее, затем в виде раствора каменной соли поступает в рассолоподъемную колонну, через которую выводится на поверхность.

В процессе подземного растворения каменной соли под действием сил гравитации происходит стратификация рассола по высоте, которая приводит к преимущественному развитию верхней части выработки-емкости. С другой стороны, при нарушении естественного напряженно-деформированного состояния вмещающего массива каменной соли, вследствие создания выработки-емкости, требуется для сохранения устойчивости, преимущественное развитие ее нижней части. Следовательно, главной задачей формирования подземных выработок-емкостей является оптимальное преодоление противоречия между процессом развития верхней части выработки-емкости вследствие расслоения рассола по высоте и требованием сохранения устойчивости выработки-емкости под действием горного давления. Преодоление указанного противоречия является причиной разработки многочисленных технологических схем сооружения и способов управления формообразованием подземных выработок-емкостей.

В настоящее время управление формообразованием выработок-емкостей в процессе строительства осуществляется использованием:

- подачи оптимального количества растворителя в выработку-емкость;
- регулирования уровня нерастворителя;
- установления пространственных положений рабочих колонн по отношению друг к другу и по высоте выработки;
- организации режимов подачи растворителя в выработку;
- организации системы ввода нерастворителя в выработку.

Технологическая схема создания выработки-емкости вертикального типа выбирается в зависимости от конкретных горно-геологических характеристик пласта каменной соли (глубина, мощность, количество нерастворимых включений),

планируемого срока строительства, формы и допустимых размеров выработки-емкости по условиям устойчивости резервуара, вида нерастворителя и его влияния на чистоту аккумулируемого продукта.

Данная технология разработана при условиях, когда требуемая форма подземной выработки-емкости достигается поинтервальным растворением массива каменной соли. В пределах каждого интервала помещена выработка расчетного объема. Создание выработки расчетного объема обеспечивается путем применения различных режимов работы скважины (подачи растворителя) в сочетании с различными изменяемыми расстояниями между башмаками технологических подвесных колонн при ограничении развития выработки вверх с помощью нерастворителя.

Противоточный режим подачи растворителя рекомендуется применять при необходимости неравномерного растворения каменной соли по высоте интервала, приводящего к интенсивному развитию его верхней части. Прямоточный режим подачи растворителя рекомендуется применять при необходимости равномерного растворения каменной соли по высоте интервала.

В процессе проектирования определяются геометрические объемы и вместимость ПАВ и хранилища топливного газа. При реализации ВАГТУ вместимости подземных аккумуляторов природного газа и воздуха заранее известны и определяются мощностью ВАГТУ.

ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПОДЗЕМНЫХ АККУМУЛЯТОРОВ ВОЗДУХА

ПАВ эксплуатируются в очень жестких условиях. Каждый день закачивается в подземный аккумулятор огромное количество воздуха и столько же или больше отбирается в зависимости от режима эксплуатации ВАГТУ. В более напряженных условиях эксплуатируются подземные резервуары воздуха, входящие в состав ВАВТУ. Поэтому необходимо определить оптимальную, экономически эффективную величину вместимости ПАВ, так как подземный аккумулятор по стоимости составляет значительную часть комплекса по регулированию системы энергопотребления.

Для определения геометрического объема (вместимости) ПАВ необходимо рассмотреть процесс его эксплуатации в разрезе суточного и недельного графика (цикла эксплуатации). На рис. 10 представлены графики изменения давления на оголовке скважины и объема воздуха в подземном аккумуляторе в режиме суточного цикла его эксплуатации, установленного согласно методикам [11].

Эксплуатация ПАВ в суточном режиме осуществляется следующим образом. Определяется время и продолжительность пикового спроса на ЭЭ в данном районе или пункте. На основании этого составляется график работы аккумулирующих объектов энергии и регенерирующих станций ЭЭ для сглаживания неравномерности электропотребления. Таким образом устанавливается, что пиковая генерирующая станция должна работать в течение четырех часов в сутки по два часа с 7 до 9 часов утра и с 18 до 20 часов вечера.

В соответствии с графиком выработки пиковой ЭЭ подземный аккумулятор осуществляет следующие эксплуатационные операции. Начиная с нуля часов до шести, производится закачка воздуха в ПАВ до давления P_1 на оголовке скважины (участок графика – а). При закачке воздуха в ПАВ по мере увеличения давления растет и его температура. Учитывая низкий уровень процесса теплообмена между воздухом и

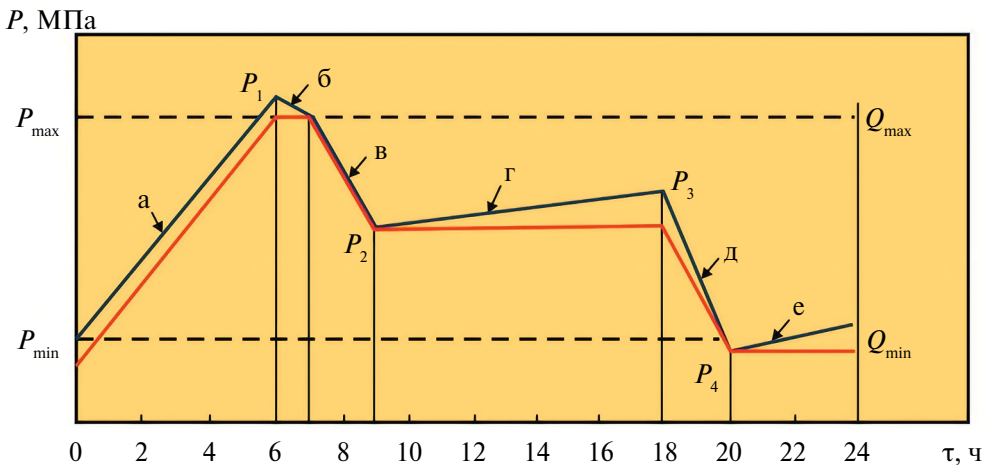


Рис. 10. Изменение давления воздуха на оголовке скважины (синяя линия) и объема воздуха в ПАВ (красная линия) в режиме суточного цикла его эксплуатации: P_{\max} — давление воздуха на оголовке скважины, соответствующее по времени началу утреннего отбора воздуха из ПАВ; P_{\min} — давление воздуха на оголовке скважины, соответствующее по времени концу суточного цикла эксплуатации ПАВ; Q_{\max} — объем воздуха в ПАВ, соответствующий по времени началу утреннего отбора воздуха из ПАВ; Q_{\min} — объем воздуха в ПАВ, в конце суточного цикла эксплуатации ПАВ.

окружающими горными породами в ПАВ, давление воздуха увеличивается до значения P_1 , которое выше проектного (расчетного) P_{\max} . Поэтому при остановке за качки воздуха с шести до семи часов давление на оголовке скважины уменьшается с P_1 до проектного P_{\max} (отрезок графика — б). P_{\max} — проектное (расчетное) значение давления воздуха, необходимое для подачи его прямо в камеру сгорания двигателя газотурбинной установки.

С 7 до 9 часов происходит отбор воздуха из ПАВ (участок графика — в). В этом случае давление на оголовке скважины уменьшается до значения P_2 . Уменьшается при отборе и температура воздуха, находящегося в ПАВ. Учитывая слабый процесс теплообмена между воздухом и окружающими ПАВ горными породами, температура воздуха вместе с давлением постоянно увеличиваются в течение дневной остановки (участок графика — г). С 9 до 18 часов давление поднимается до значения P_3 , которое соответствует необходимому значению давления для осуществления процесса вечернего отбора воздуха из ПАВ.

В 18 до 20 часов производится вечерний отбор воздуха из ПАВ (участок графика — д). При этом давление воздуха на оголовке скважины адиабатически падает до значения P_4 из-за низкого значения процесса теплообмена между воздухом и окружающими горными породами в подземном аккумуляторе.

В течение ночной остановки (отрезок графика — е) температура воздуха в ПАВ растет и, следовательно, увеличивается давление на оголовке скважины до значения P_{\min} , которое соответствует проектному (расчетному) значению для закачки воздуха в подземный аккумулятор в режиме суточного графика.

На рис. 11 приведен график изменения давления воздуха на оголовке скважины ПАВ в режиме недельного цикла его эксплуатации, иллюстрирующий изменение объема (количество) воздуха ПАВ.

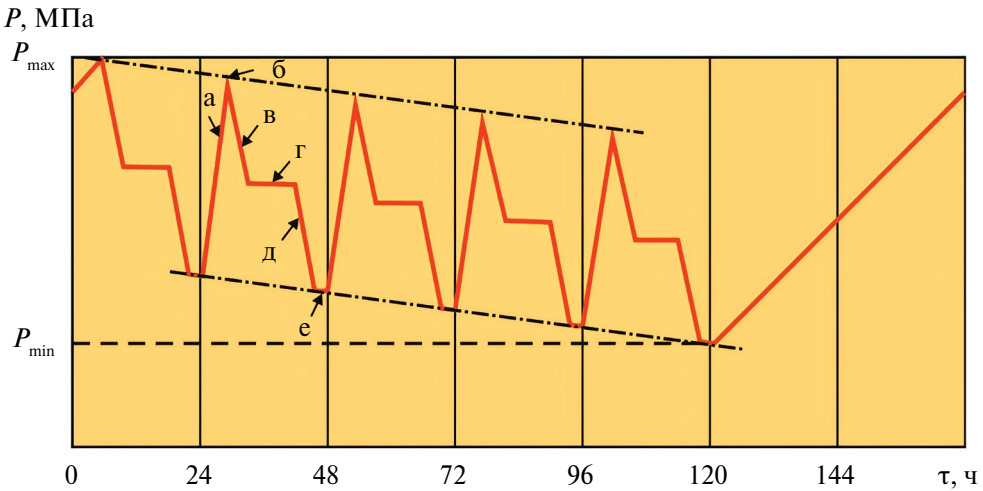


Рис. 11. Изменение давления воздуха на оголовке скважины ПАВ в режиме недельного цикла его эксплуатации: а – закачка воздуха; б – утренняя остановка; в – утренний отбор воздуха; г – дневная остановка; д – вечерний отбор воздуха; е – ночная остановка.

Как видно из представленного графика количество воздуха в ПАВ каждый день равномерно уменьшается. Причиной является неравнозначность количества воздуха в процессах отбора из подземного аккумулятора и закачки в него. Как отмечено выше и видно на графике, каждодневный отбор воздуха из ПАВ больше, чем объем закаченного в него. Каждодневное значение давления воздуха на оголовке скважины (как максимальное, так и минимальное) равномерно уменьшается. Диапазон уменьшения давлений и, следовательно, объема воздуха наглядно показаны линиями, обозначенными пунктиром с точками.

Максимальное значение по давлению и объему воздуха достигается в понедельник в 6 часов утра. Минимальное значение – в пятницу в 20 часов.

Общий объем закаченного воздуха в ПАВ в режиме недельного графика эксплуатации составит:

$$Q_1 = 5 Q_2 + Q_3,$$

где Q_1 – общий объем закаченного воздуха в ПАВ, m^3 ; Q_2 – объем дневной закачки воздуха в ПАВ в течение пяти дней (понедельник-пятница), m^3 ; 5 – число дней, когда происходит закачка воздуха в ПАВ и отбор из него; Q_3 – объем воздуха, закаченного в течение двух дней (суббота и воскресенье), m^3 .

Общий объем воздуха, находящегося в ПАВ при максимальном давлении на оголовке скважины, соответствует по времени 6 часам в понедельник составит:

$$Q_4 = Q_5 + Q_1,$$

где Q_4 – общий объем воздуха, находящегося в ПАВ, m^3 ; Q_5 – буферный объем воздуха, который равен минимальному значению воздуха, соответствующему по времени 20 часам в пятницу, m^3 .

Объем активного воздуха, находящегося в ПАВ, в любой момент времени в рабочие дни генерирующей станции (понедельник-пятница), составит:

$$Q_6 = Q_1 - nQ_7 + nQ_2,$$

где Q_6 – объем активного воздуха, находящегося в ПАВ, в любой момент времени, m^3 ; Q_7 – объем воздуха, отбираемого ежедневно из ПАВ, m^3 ; n – количество полных рабочих дней (начало – понедельник, 6 часов утра).

Учитывая изложенные выше требования по пространственному размещению ВАГТУ, предлагается осуществлять строительство первых станций, оснащенных ВЭС вблизи города-порта Дудинка и поселения Хатанга, расположенных на территории Северо-Сибирского соленосного бассейна.

ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ОЦЕНКИ ПРЕДЛАГАЕМЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

Оценки технико-экономических характеристик предлагаемого способа производства энергии на базе ПАВ и ВАВТУ проведены на базе разработанной авторами модели, учитывающей затраты на строительство ПАВ с учетом его объема, ВАВТУ с учетом ее мощности и комплектующего ВАВТУ компрессорного, турбинного, электрического и прочего оборудования, а в случае использования ВЭС в качестве источника первичной энергии, необходимой мощности энергетические и стоимостные характеристики ВЭС с учетом местного ветропотенциала.

Разработанная модель численно реализована в виде компьютерной программы. Программа содержит базу технических и экономических данных источников энергии известных типов (традиционных топливных, возобновляемых, в том числе изучаемых в работе ВАВТУ и ВАГТУ, а также расчетный блок определения технико-экономических показателей ВАГТУ, ВАВТУ и электростанций задаваемого в программе типа.

Базовым показателем экономической эффективности ВАВТУ является себестоимость вырабатываемой ими ЭЭ ($C_{ЭЭ}$, у.е./кВт·ч), значение которой вычислено в данной работе по методике LCOE [13] с нулевым коэффициентом дисконтирования с учетом местных ветро-климатических факторов по формуле:

$$C_{ЭЭ} \approx [KZ_{уд} + \sum_{n=1}^N ЭЗ_{уд}^n(n)] / \sum_{n=1}^N E_{уд}^n(n),$$

где $KZ_{уд}$ – удельные (на 1 кВт мощности ВАВТУ) суммарные капитальные затраты на транспортировку, строительство и пусконаладку ВЭС, ВАВТУ и ПАВ; $ЭЗ_{уд}^n(n)$ – суммарные удельные (на 1 кВт) эксплуатационные затраты на ВЭС, ВАВТУ и ПАВ в n -м году работы за ресурсный период N лет; $E_{уд}^n(n)$ – удельная (на 1 кВт ВАВТУ) выработка ЭЭ в n -м году работы.

Достоверность оценки $C_{ЭЭ}$ в данной работе определена с точностью определения KZ и ежегодных $ЭЗ^n$ на ВЭС, ВАВТУ и ПАВ и ежегодной выработки энергии ВАВТУ на протяжении всего ресурсного срока их работы, принятого равным 25 лет ($N = 25$).

Ежегодные удельные эксплуатационные затраты на ВЭС, ВАВТУ и ПАВ $ЭЗ_{уд}^n(n)$ определены суммарными удельными затратами на ВЭС, ВАВТУ и ПАВ C^n , включающих затраты на оплату труда согласно [14] (180 тыс. руб.) обслуживающего административного и технического персонала численностью в

соответствии с нормативами для ТЭС [14], а также затраты на капитальные и оперативные ремонты всех компонентов энергостанции.

С использованием разработанной компьютерной программы, реализующей принятую методику, проведены параметрические расчеты показателей ВАВТУ и разных технических схем и масштабов и осуществлен их сравнительный анализ с показателями электростанций разных известных типов. Результаты расчетов использовались для верификации разработанной модели.

В статье для примера рассмотрены технико-экономические характеристики трех вариантов предлагаемого способа энергоснабжения на базе ВАВТУ.

В первом и втором вариантах проведены оценки для варианта использования ВАВТУ в энергосистеме Дудинки с суточным и недельным потреблением сжатого воздуха согласно графикам, приведенным на рис. 10 и 11. Закачка и аккумулярование воздуха в ПАВ производится в ночной период с использованием ЭЭ по ночному тарифу. В качестве базового экономического показателя ВАВТУ использована себестоимость ЭЭ, руб./кВт·ч, полученная с ее помощью. Расчетные результаты себестоимости ЭЭ для суточного и недельного режимов эксплуатации ВАВТУ, а также значения дневного и ночного тарифов на ЭЭ в Дудинке приведены на рис. 12.

Суммарные КЗ и ЭЗ на ВАВТУ существенным образом зависят от мощности ВАВТУ, при этом вклад затрат на строительство и эксплуатацию ПАВ, слабо зависит от его объема. Себестоимость ЭЭ ВАВТУ достигает экономически приемлемых значений (ниже как дневного, так и ночного тарифа) при установленной мощности более 5 МВт.

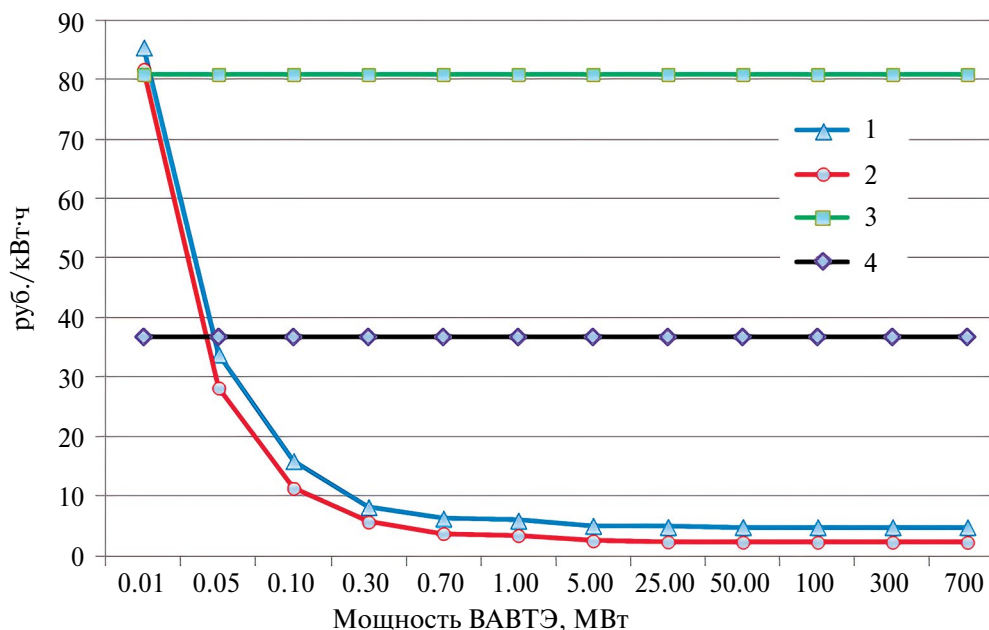


Рис. 12. Себестоимость ЭЭ ВАВТУ с недельным и суточным производством и потреблением сжатого воздуха: 1 – ВАВТУ с недельным запасом воздуха в ПАВ; 2 – ВАВТУ с суточным запасом; 3 – дневной тариф на ЭЭ; 4 – ночной тариф на ЭЭ.

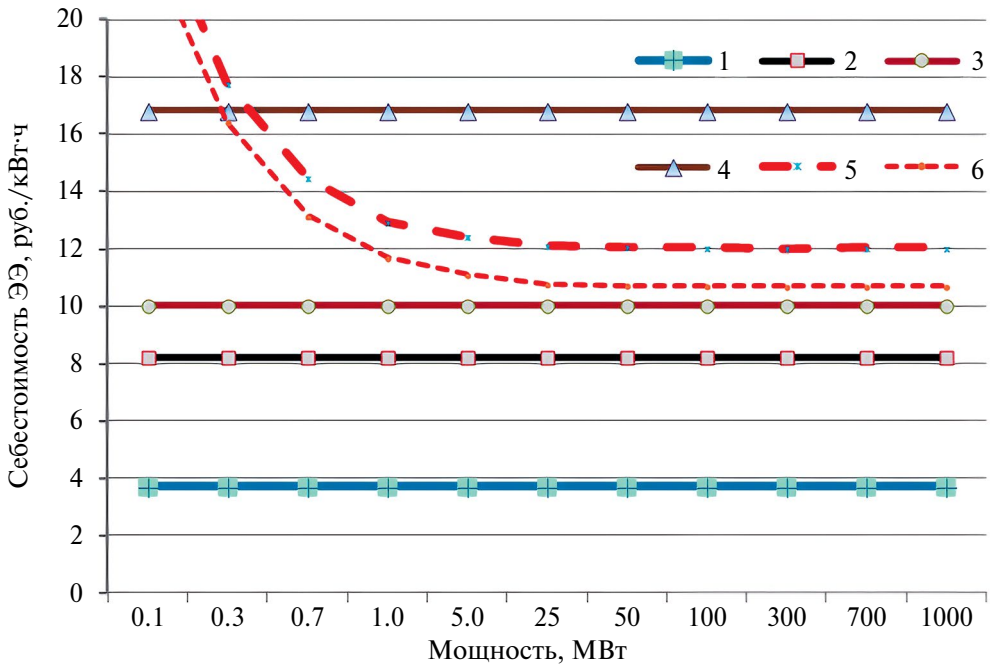


Рис. 13. Сравнение себестоимости ЭЭ традиционных топливных источников энергии и ВАВТУ с трехсуточным производством и потреблением сжатого воздуха: 1 – ТЭЦ на газе; 2 – ТЭЦ на угле; 3 – ТЭЦ на мазуте; 4 – ДЭС; 5 – ВАВТУ в районе пос. Хатанги; 6 – ВАВТУ в районе пос. Диксон.

Согласно полученным оценкам, использование ВАВТУ в энергосистеме г. Дудинки может существенно снизить стоимость потребляемой ЭЭ в период ее пикового (утреннего и вечернего) и дневного потребления. В методических исследованиях на базе развитой экономической модели ВАВТУ установлены наиболее значимые факторы стоимости энергоснабжения на базе ВАВТУ. К ним относятся капитальные затраты (КЗ) на строительство ПАВ (1000 руб./м³), энергетическая эффективность компрессоров (кВт/кВт ВАВТУ) и КЗ на них, а также КЗ системы осушки, очистки и подогрева воздуха, и мощности и производительности насосов, обеспечивающих строительство подземного хранилища воздуха.

В третьем случае проведены оценки инновационного варианта использования ПАВ и ВАВТУ в снабжении поселков Хатанга и Диксон “зеленой” электрической и тепловой энергией с использованием ВЭС в качестве первичного источника энергии, питающего систему компрессии, очистки, осушения и подогрева воздуха. На рис. 13 приведены расчетные значения себестоимости энергии, вырабатываемой в этом варианте в сравнении с альтернативными вариантами энергоснабжения на базе известных топливных электростанций.

Вариант предусматривает трехсуточный запас сжимаемого до 60 атм воздуха в ПАВ (в соответствии с установленной вероятностью простоев ВЭС в Хатангском районе при безветрии и малых скоростях ветра). Номинальная мощность ВАВТУ выбрана из расчета среднегодового энергоснабжения рассмотренных поселков на уровне среднегодового коэффициента использования установленной (номинальной)

мощности ($K_{иум}$) наиболее энергетически эффективных в настоящее время ВЭС с учетом коэффициентов неидеальности ВЭС, равного 0.84 и рассчитанного по данным метеорологических и аэрологических станций, расположенных в районе Хатанги ($K_{иум}$ порядка 26.6%) и Диксона ($K_{иум}$ порядка 37.6%).

Расчетная себестоимость ВАВТУ, заметно проигрывая себестоимости ТЭЦ на газе (отсутствующим в поселков Хатанга и Диксон), выглядит вполне конкурентоспособной по сравнению с альтернативными на базе рассматриваемых для Хатанги и Диксона угольных и дизельных электростанций и приближается по себестоимости к ЭС на угле.

Наиболее значимыми факторами, определяющими экономические показатели энергоснабжения на базе ВАВТУ и ВЭС, помимо КЗ на строительство ПАВ, на устройство системы компрессии, сушки, очистки и подогрева воздуха, согласно методическим исследованиям являются энергетическая эффективность ВЭС и определяющие ее значения ветроэнергетического потенциала. Так, при увеличении $K_{иум}$ ВЭС с 26.6 до 37.6% (при расположении ВЭС соответственно в районах Хатанги и Диксона) себестоимость ЭЭ ВАВТУ заметно снижается с 12.04 до 10.67 руб./кВт·ч.

ВЫВОДЫ

Исследованные и предлагаемые в статье инновационные способы производства энергии на базе ВАВТУ представляются весьма перспективными для повышения эффективности энергоснабжения как в рассмотренных районах, так и в других регионах России с наличием мощных залежей соли и высоким ветровым потенциалом.

Технологии подземной аккумуляции сжатых газов и воздуха, помимо задач хранения энергоносителей, могут представлять практический интерес при решении проблемы захоронения углекислого газа. Совместное использование ВАВТУ и ВИЭ, помимо получения зеленой энергии, может оказаться эффективным для получения водорода и его производных.

Полученные и весьма обнадеживающие результаты, представленные в данной статье, свидетельствуют о целесообразности дальнейшего исследования в направлении развития технологии ВАВТУ и ПАВ и возможного их использования.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Комплексная программа социально-экономического развития Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района. – Р/д.: <http://www.regionz.ru/index.php>
2. Генеральный план Муниципального образования “Город Дудинка, 2021”. Электронный ресурс: <http://www.gorod-dudinka.ru/gradostroitelstvo/generalnyj-plan-goroda-dudinki>
3. Приказы Министерства тарифной политики Красноярского края от 29.12.202 г. № 114-э и № 108-э.
4. Приложение № 4 к постановлению Администрации города Дудинки от 23.05.2023 № 60.
5. Приказ министерства тарифной политики Красноярского края от 20.12.2021 № 447-п.
6. Стратегия социально-экономического развития Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района до 2030 года. 2019 г.
7. *Троицкий В.* Хатанга. Города и поселки Красноярского края. — Красноярское книжное издательство, 1987.

8. Генеральный план муниципального образования “Сельское поселение Хатанга”, 2012 г. Электронный реурс: <http://hatanga24.ru/opendata/generalnyy-plan-sela-khatanga/>
9. *Nikolaev V.G.* Resource and feasibility study of large-scale development and use of wind power in Russia. “ATMOGRAPH”, 2011.
10. *Ганага С.В., Кудряшов Ю.И., Николаев В.Г., Николаев В.В.* Методика определения оптимальных параметров энергокомплексов на базе дизельных, газопоршневых, газотурбинных и ветровых и фотоэлектрических установок с учетом местного ветрового и солнечного потенциала и графиков потребляемой мощности. Сб. труд. межд. науч. прак. конф. Возобновляемая и малая энергетика. Москва, 2015. С. 78–93.
11. *Казарян В.А.* Физико-технические основы крупномасштабного подземного аккумулирования энергоносителей. Ижевский институт компьютерных исследований. Москва–Ижевск. 2023. 1070 с.
12. *Казарян В.А. Н. А. Эдиашвили, А. И. Игошин, В. Г. Грицаенко, В. А. Котова.* Геологические и технологические основы строительства и эксплуатации подземных хранилищ газонефтепродуктов в отложениях каменной соли. Ижевский институт компьютерных исследований. Москва–Ижевск. 2023. 760 стр. 709.
13. ГОСТ Р 7092 2023. Возобновляемая энергетика. Ветроэнергетика. Ветроэлектрические станции. Рекомендации по определению ветроклиматических характеристик и технико-экономических показателей малых ветроэнергетических установок. ФГБУ “РСТ”, 186 с.
14. Нормативы численности промышленно-производственного персонала электростанций с газотурбинными стационарными установками. ОАО “ЦОТЭнерго”. Утверждены заместителем Председателя Правления ОАО РАО “ЕЭС России” Я.М. Уринсоном 03.12.2004.

Technological Prospects for Industrial Energy Supply Based on Wind and Air Turbine Power Plants with Underground Compressed Air Accumulators

V. A. Kazaryan^{1, *}, V. G. Nikolaev^{2,}, N. N. Kostenko^{1, **}, R. Z. Akhmetzyanov^{1, *},
A. A. Gamova^{2, ****}, Y. A. Sizova^{1, *****}**

¹*Limited Liability Company “Gazprom geotechnology”, Moscow, Russia*

²*Autonomous Non-Profit Organization “Scientific Information Center “ATMOGRAPH”*

(ANO SIC “ATMOGRAPH”), Moscow, Russia

**e-mail: v.kazaryan@gazpromgeotech.ru*

***e-mail: N.Kostenko@gazpromgeotech.ru*

****e-mail: R.Akhmetzyanov@gazpromgeotech.ru*

*****e-mail: atmograph@gmail.com*

******e-mail: y.sizova@gazpromgeotech.ru*

An analysis of energy supply technologies for consumers of megawatt power according to given schedules of consumption of electrical and thermal energy based on wind power plants and air turbine units with underground compressed air accumulators in the geological and climatic conditions of the Russian Arctic in the area of the Taimyr Peninsula is given and in the areas adjacent to it. An analysis of the wind energy potential in the studied region, as well as modern technologies for its industrial transformation and use, was carried out. The basics

of the creation and use of underground storage facilities for the accumulation of compressed air and natural gas created in rock salt deposits are outlined, taking into account the climatic and geological conditions of the Russian Arctic. The physical foundations and technologies of pneumatic conversion and use of air as an energy carrier are considered. A conceptual scheme has been developed for converting the energy supply of the ports of Dudinka and Khatanga to “green” energy. Energy and economic assessments of the proposed method of energy production based on wind farms and air turbine units with underground compressed air accumulators were carried out.

Keywords: electricity, energy resources, wind power plants, energy storage, air compression, capital and operating costs, cost of electricity

УДК 621.311.1

ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАИЛУЧШИХ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ, ИМЕЮЩЕЙ В СОСТАВЕ ТЭЦ И ГЭС МЕТОДОМ СТУПЕНЧАТОЙ ОПТИМИЗАЦИИ

© 2024 г. А. М. Клер, П. В. Жарков, Н. О. Епишкин,
Е. Л. Степанова*, Д. Н. Карамов

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

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

Поступила в редакцию 26.01.2024 г.

После доработки 19.07.2024 г.

Принята к публикации: 22.07.2024 г.

В работе представлен подход к определению наилучших режимов электроэнергетической системы методом ступенчатой оптимизации. Описаны особенности моделирования и оптимизации источников тепла, входящих в состав электроэнергетических систем. Рассмотрена задача согласованной оптимизации среднемесячных режимов расчетного года, в том числе с учетом особенностей ГЭС с водохранилищами многолетнего регулирования при оптимизации длительных режимов работы электроэнергетических систем. Приведены особенности метода ступенчатой оптимизации. В качестве примера оптимизации длительных режимов электроэнергетической системы рассмотрена электроэнергетическая система республики Якутия.

Ключевые слова: электроэнергетическая система, методы оптимизации, математическое моделирование, источники тепла, режимы электроэнергетической системы, ТЭЦ, ГЭС, многолетнее регулирование

DOI: 10.31857/S0002331024030036

ВВЕДЕНИЕ

Во многих электроэнергетических системах (ЭЭС) РФ значительную часть электрогенерирующих мощностей составляют ТЭЦ, осуществляющие комбинированное производство электрической и тепловой энергии. На этих ТЭЦ, как правило, установлены дополнительные источники тепловой энергии – паровые и/или водогрейные котлы. Поэтому при оптимизации режимов работы таких систем по критерию минимума топливных издержек следует учитывать как расходы топлива, идущие на комбинированное производство электрической и тепловой энергии, так и на производство только тепловой энергии.

Для электроэнергетических систем восточных регионов РФ, кроме значительной доли мощности ТЭЦ, характерно наличие ГЭС, причем большинство таких ГЭС имеют водохранилища годичного и многолетнего регулирования [1]. При этом для координации электрической мощности ГЭС в течение расчетного периода (года) требуется совместная оптимизация характерных режимов ЭЭС, относящихся к различным моментам этого периода (например, совместная оптимизация всех средне-месячных режимов года). Среди указанных ГЭС некоторые имеют водохранилища большего объема, обеспечивающие многолетнее регулирование. Отличие между водохранилищами годичного и многолетнего регулирования состоит в том, что в первом случае водохранилище срабатывает к началу его заполнения (к началу паводка) до минимального уровня, а во втором случае уровень заполнения водохранилища к указанному моменту может быть различным. Это позволяет запасать воду в многоводные годы и расходовать ее в маловодные.

Важной особенностью восточных регионов, имеющих большую площадь и малую плотность населения, является передача относительно небольших электрических мощностей от ГЭС на значительные расстояния. При этом в многоводные годы выдача энергии от ГЭС ограничивается не наличием воды и не суммарной мощностью установленных гидроагрегатов, а пропускными способностями линий электропередачи, которые определяются конструктивными характеристиками линий и передаваемыми в системе потоками активной и реактивной мощности. Исходя из сказанного, математическая модель электроэнергетической системы должна обеспечить расчет потоков тепла, потоков активной и реактивной электрических мощностей для каждого характерного режима расчетного периода, а также расчет водных балансов водохранилищ ГЭС. В связи со сложностью расчетных электрических схем ЭЭС, большого числа в этих системах электрогенераторов, электрических трансформаторов с управляемыми коэффициентами трансформации, управляемых источников реактивной мощности и других элементов, задачи оптимизации длительных режимов таких систем являются весьма сложными нелинейными оптимизационными задачами. Опыт показал, что эффективным методом решения нелинейных задач оптимизации большой размерности является метод ступенчатой оптимизации, разработанный в ИСЭМ СО РАН [2–4]. В качестве примера предлагаемого подхода в настоящей работе рассматривается Якутская электроэнергетическая система.

ПОДХОД К МОДЕЛИРОВАНИЮ И ОПТИМИЗАЦИИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛА

Предполагается, что в ЭЭС могут использоваться источники тепла двух типов: а) теплофикационные установки на органическом или ядерном топливе, осуществляющие комбинированное производство тепловой и электрической энергии; б) паровые или водогрейные котлы, сжигающие органическое топливо и производящие только тепловую энергию. При этом принимается, что весь отпуск тепла на атомных ТЭЦ осуществляется от теплофикационных (паротурбинных) установок, а на ТЭЦ на органическом топливе тепло может отпускаться как от теплофикационных установок, так и от водогрейных котлов. Для каждой системы теплоснабжения (находящейся в пределах системы централизованного электроснабжения), в которой осуществляется комбинированное производство тепла и электроэнергии, строится зависимость текущей тепловой нагрузки от текущей температуры наружного воздуха, расчетной тепловой нагрузки потребителей, расчетной температуры наружного воздуха и некоторых других параметров. Кроме того, строится математическая

модель источников тепла такой системы теплоснабжения, предназначенная для решения задачи оптимального распределения тепловых и электрических нагрузок ТЭЦ при заданной температуре наружного воздуха и заданной суммарной электрической нагрузке. Данная задача решается по критерию минимума топливных издержек с учетом технологических ограничений в форме равенств и неравенств на работу оборудования и при различных сочетаниях электрической нагрузки и температуры наружного воздуха, определяющей тепловую нагрузку. На основе серии оптимизационных расчетов строятся полиномы, определяющие расход топлива и электрическую мощность собственных нужд в зависимости от электрической нагрузки ТЭЦ и тепловой нагрузки потребителей. Кроме того, строятся полиномы, с помощью которых находятся ограничения-неравенства, определяющие допустимость режима работы оборудования (например, разность фактического расхода пара в конденсатор паровой турбины и минимально-допустимого расхода пара, которая не должна быть меньше нуля, также не должна быть меньше нуля разность максимально-возможного и фактического количества тепла, отводимого от уходящих газов газовой турбины в котле-утилизаторе).

Для определения коэффициентов каждого полинома по результатам оптимизационных расчетов на моделях источников тепла решаются две задачи линейного программирования. В первой задаче минимизируется модуль максимального отклонения расчетных по математической модели значений определяемой величины и ее значений, полученных с использованием полинома. Во второй задаче среди всех решений, отвечающих условию оптимальности первой задачи, ищется решение, обеспечивающее минимум суммы модулей указанных отклонений. Такой подход позволяет при решении общей задачи оптимизации параметров ЭЭС использовать для описания источников тепла простые модели, имеющие вид полиномов, обеспечивающие высокое быстродействие по сравнению с достаточно подробными исходными моделями. Более подробно данный подход к математическому моделированию источников тепла рассмотрен в [5].

СОГЛАСОВАННАЯ ОПТИМИЗАЦИЯ ХАРАКТЕРНЫХ (СРЕДНЕМЕСЯЧНЫХ РЕЖИМОВ) И ЭЭС

В основу расчетной схемы оптимизационной модели ЭЭС закладывается нормальная электрическая схема соединений ее элементов. Используемые математические модели элементов электрических сетей (линий электропередачи, трансформаторов и др.) основаны на расчетных методах, изложенных в [6]. При этом группа однотипных, параллельно включенных элементов заменяется одним “групповым” элементом, для которого задается число элементов в группе. Число работающих элементов в группе может оптимизироваться. При расчетах принято, что элементы в группе загружаются одинаково. Допустимые соотношения активных и реактивных мощностей электрогенераторов определяются с помощью ограничений-неравенств, построенных на основе генераторных диаграмм. Для каждого узла электрической схемы задаются ограничения снизу и сверху на модуль напряжения. Учитываются ограничения для линий электропередачи по предельно-допустимому по нагреву проводов током. Рассматриваются среднemesячные режимы работы. Для каждого потребителя в таких режимах задается среднemesячная электрическая и среднemesячная тепловая нагрузки.

Для оптимизации длительных режимов ЭЭС, имеющей в своем составе ГЭС с водохранилищем многолетнего регулирования, нужно проводить значительное количество согласованных оптимизационных расчетов среднемесячных режимов расчетного года. При этом в каждом такой расчете задаются: а) уровень воды в водохранилище в начале расчетного года; б) вариант приточности воды в водохранилище по месяцам; в) уровень воды в водохранилище в конце расчетного года.

Математическая формулировка задачи согласованной оптимизации среднемесячных режимов расчетного года формулируется следующим образом

$$\min U_{\text{ii}}^{\text{aii}} = \sum_{k=1}^{12} U_k^{\text{aii}} T_k, \quad (1)$$

при условиях

$$G \left(x_{\text{ii}\delta_k}^{\text{en}\delta}, x_{\text{ii}\delta_k}^{\text{no}}, x_{\text{ii}\delta_k}^{\text{yeai}}, d_k, S_k, h_k^{\text{ia}\delta} \right) \geq 0, \quad (2)$$

$$j \left(x_{\text{ii}\delta_k}^{\text{en}\delta}, x_{\text{ii}\delta_k}^{\text{no}}, x_{\text{ii}\delta_k}^{\text{yeai}}, d_k, S_k, h_k^{\text{ia}\delta} \right) = 0, \quad (3)$$

$$h_k^{\text{ei}} = W \left(x_{\text{ii}\delta_k}^{\text{en}\delta}, x_{\text{ii}\delta_k}^{\text{no}}, x_{\text{ii}\delta_k}^{\text{yeai}}, d_k, S_k, h_k^{\text{ia}\delta} \right), \quad (4)$$

$$U_k^{\text{aii}} = \psi \left(x_{\text{ii}\delta_k}^{\text{en}\delta}, x_{\text{ii}\delta_k}^{\text{no}}, x_{\text{ii}\delta_k}^{\text{yeai}}, d_k, S_k, h_k^{\text{ia}\delta} \right), \quad (5)$$

$$h_{k+1}^{\text{ia}\delta} = h_k^{\text{ei}}, h_1^{\text{ia}\delta} \in \{H^1, \dots, H^N\}, h_{12}^{\text{ei}} \in \{H^1, \dots, H^N\}, \quad (6)$$

$$S_k \in \{S^1, \dots, S^M\}, k = 1, \dots, 12, \quad (7)$$

где $U_{\text{ii}}^{\text{aii}}$ – годовые топливные издержки; U_k^{aii} – среднемесячные часовые топливные издержки k -го месяца; T_k – число часов в k -м месяце; G – система ограничений в форме неравенств; $x_{\text{ii}\delta_k}^{\text{en}\delta}$ – истинные независимые оптимизируемые параметры для k -го месяца; $x_{\text{ii}\delta_k}^{\text{no}}$ – оптимизируемые параметры, используемые для увязки итераций в математической модели в схеме ЭЭС для k -ого месяца (итерационно-уточняемые параметры схемы); $x_{\text{ii}\delta_k}^{\text{yeai}}$ – оптимизируемые параметры, используемые для увязки итераций в элементах математической модели схемы ЭЭС (балансирующие параметры элементов); d_k – вектор исходной информации для k -го месяца (электрические и тепловые нагрузки потребителей и др.); S_k – k -ый компонент вектора притоков S ; $h_k^{\text{ia}\delta}, h_k^{\text{ei}}$ – уровни воды в водохранилище в начале и конце k -го месяца; ψ – система ограничений в форме равенств; W – зависимость, определяющая уровень воды в конце месяца; ψ – зависимость, определяющая часовые топливные издержки; H^1, \dots, H^N – дискретный набор из N рассматриваемых уровней воды в водохранилище в начале и конце расчетного года; S^1, \dots, S^M – рассматриваемый набор векторов притоков.

Как видно, параметрами связи между режимами ЭЭС выступают уровни воды в конце k -ого месяца (h_k^{ei}), равные уровням воды в начале $k+1$ месяца ($h_{k+1}^{\text{ia}\delta}$), где k изменяется от 1 до 11.

УЧЕТ ОСОБЕННОСТЕЙ ГЭС С ВОДОХРАНИЛИЩАМИ МНОГОЛЕТНЕГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ПРИ ОПТИМИЗАЦИИ ДЛИТЕЛЬНЫХ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ЭЭС

Уровень воды в водохранилище многолетнего регулирования после окончания его сработки перед началом паводка меняется от года к году в некоторых пределах. Это усложняет расчеты работы ЭЭС в различных режимах и при согласовании этих режимов в течение года. Выполнить согласованный оптимизационный расчет характерных режимов года (например, среднемесячных режимов в ЭЭС, имеющей одну ГЭС с водохранилищем многолетнего регулирования можно в случае, если заданы уровни воды в водохранилище в начале расчетного года и в его конце (начало расчетного года совпадает с началом паводка)), а также притоки воды в водохранилище по месяцам. Для оптимизации длительных режимов ЭЭС, имеющих в своем составе ГЭС с водохранилищами многолетнего регулирования, нужно выполнить следующие этапы.

1. Назначается возможный диапазон изменения уровней воды в водохранилище в начале расчетного года (он же будет совпадать с возможным диапазоном изменения уровней в конце расчетного года).
2. Задается несколько дискретных значений уровня, равномерно покрывающих диапазоны изменения уровня в начале (и в конце) расчетного года.
3. Задается несколько дискретных вариантов притока воды в водохранилище, причем в каждом варианте задаются притоки для всех характерных режимов, например, средние притоки каждого месяца. Задаются вероятности реализации каждого варианта притоков, причем сумма вероятностей всех вариантов должна быть равна 1.
4. Для каждого сочетания дискретного уровня воды в начале расчетного года, дискретного варианта притока воды в водохранилище ГЭС и дискретного уровня воды в конце расчетного года проводится согласованная оптимизация характерных (например, среднемесячных) режимов по критерию минимума годовых топливных издержек. В результате каждому сочетанию уровня воды в начале расчетного года, притока воды в водохранилище и уровня в конце расчетного года в соответствие ставятся оптимальные годовые топливные издержки.
5. Принимается, что текущее состояние ЭЭС, имеющей в своем составе ГЭС с водохранилищем многолетнего регулирования определяется уровнем воды в этом водохранилище в начале текущего расчетного года. Случайный процесс перехода системы в состояние в начале следующего расчетного года определяется двумя факторами: вероятностями вариантов приточности воды и условными вероятностями перехода (при заданном начальном уровне и варианте приточности) на каждый возможный уровень воды в конце текущего расчетного года (или в начале следующего расчетного года). Отметим, что для всех переходов из каждого сочетания начального уровня и варианта приточности сумма указанных условных вероятностей равна 1. Если вероятности приточности и условные вероятности переходов не меняются со временем, то рассматриваемый случайный процесс будет стационарным случайным процессом описываемым однородной цепью Маркова с дискретным состоянием и дискретным временем. Вероятности нахождения системы в каждом состоянии и вероятности переходов не зависят от начального состояния системы и от времени, и определяются системой линейных алгебраических уравнений Колмогорова – Чепмена. При этом вероятность нахождения уровня водохранилища в начале расчетного

года в одном из заданных дискретных значений равна вероятности нахождения уровня воды в водохранилище на том же значении в конце расчетного года (или в начале следующего расчетного года). Если принять, что для каждого сочетания начального уровня и варианта приточности должен быть выбран переход только на какой-либо один уровень (его условная вероятность равна 1, условные вероятности переходов на остальные уровни равны 0), то может быть сформирована дискретно-непрерывная задача линейного программирования по минимизации математического ожидания годовых топливных издержек по ЭЭС. В результате решения данной задачи, где оптимизируемыми параметрами являются вероятности нахождения системы в каждом состоянии (непрерывные оптимизируемые параметры) и условные вероятности перехода на каждый дискретный уровень при заданных начальном уровне и варианте приточности (дискретные оптимизируемые параметры, равные 0 или 1), для каждого сочетания начального уровня и варианта приточности определится оптимальный уровень воды в конце текущего расчетного года. В этой задаче учитываются ограничения в форме равенств, задаваемые системой уравнений Колмогорова – Чепмена и дополненные условиями целочисленности ряда оптимизируемых параметров.

Математическая формулировка указанной непрерывно-дискретной задачи линейного программирования имеет следующий вид

$$m \text{ in } \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^M \sum_{l=1}^N P_{POL}^{ijl} u^{ijl}, \quad (8)$$

при условиях

$$P_{POL_i}^{ijl} = P_{NACH}^i P_{PRIT}^j P_{USL}^{ijl}, \quad (9)$$

$$\sum_{l=1}^N P_{USL}^{ijl} = 1, \quad (10)$$

$$P_{USL}^{ijl} \in \{0,1\}, \quad (11)$$

$$\sum_{l=1}^N P_{NACH}^i = 1, \quad 0 \leq P_{NACH}^i \leq 1, \quad (12)$$

$$P_{KON}^1 = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^M P_{NACH}^i P_{PRIT}^j P_{USL}^{ijl}, \quad (13)$$

$$P_{NACH}^i = P_{KON}^i, \quad (14)$$

$$i = 1, \dots, N, \quad j = 1, \dots, M, \quad l = 1, \dots, N, \quad (15)$$

где N число дискретных значений уровня водохранилища в начале (и в конце расчетного года); i – индекс уровня водохранилища в начале расчетного года; M – число векторов значений приточности в водохранилище; j – индекс вектора приточности; l – индекс уровня водохранилища в конце расчетного года; P_{POL}^{ijl} – полная вероятность реализации варианта с i -м уровнем в водохранилище в начале расчетного года, j -м вектором приточности и l -м уровнем водохранилища в конце расчетного

года (назовем его вариант ijl); u^{ijl} — годовые топливные издержки по ЭЭС для варианта ijl ; $P_{\text{НАЧ}}^i$ — полная вероятность нахождения ЭЭС в состоянии с i -м начальным уровнем; $P_{\text{ПРИТ}}^j$ — полная вероятность реализации j -м векторе приточности будет осуществлен переход к l -му уровню водохранилища в конце расчетного года; $P_{\text{КОН}}^l$ — полная вероятность того, что в конце расчетного года система будет находиться в состоянии с l -м дискретным значением уровня воды (исходя из стационарности случайного процесса принимается, что $P_{\text{НАЧ}}^i = P_{\text{КОН}}^i$).

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МЕТОДА СТУПЕНЧАТОЙ ОПТИМИЗАЦИИ

В методе ступенчатой оптимизации рассматривается исходная задача нелинейного математического программирования, включающая ограничения равенства и неравенства. При этом в дальнейшем каждое ограничение-равенство исходной задачи заменяется двумя ограничениями-неравенствами, накладываемыми на невязку исходного ограничения-равенства. При этом рассматривается относительная невязка, получающаяся делением абсолютной невязки на ее максимально-допустимое значение. В этом случае одно неравенство ограничивает рост модуля невязки, если значение невязки положительное, а другое, если ее значение отрицательное. Во все эти ограничения-неравенства вводится один (неотрицательный) вспомогательный параметр. Чем больше этот параметр, тем шире коридор допустимых значений, определяемый двумя неравенствами, соответствующими одному равенству. Если же вспомогательный параметр стремится к нулю, то коридор сокращается и в пределе стремится к зависимости, определяемой ограничением-равенством. На каждой итерации метода ступенчатой оптимизации решаются две задачи нелинейного математического программирования. При решении первой задачи вспомогательный параметр фиксируется и минимизируется целевая функция исходной задачи с учетом истинных ограничений-неравенств этой задачи и ограничений-неравенств, которыми заменяются ограничения-равенства исходной задачи. При решении второй задачи минимизируется вспомогательный параметр при учете тех же ограничений-неравенств, что и в первой задаче. При этом вводятся дополнительные условия, препятствующие слишком большому уменьшению вспомогательного параметра. Следует отметить, что в качестве начальной точки второй задачи i -й итерации принимается оптимальная точка первой задачи i -й итерации, а в качестве начальной точки первой задачи $i+1$ -й итерации принимается оптимальная точка второй задачи i -й итерации. Подбор начальной точки первой задачи на первой итерации осуществляется в результате решения вспомогательной задачи нелинейного программирования, в которой оптимизируемые параметры исходной задачи и вспомогательный параметр подбирается так, чтобы все ограничения-неравенства как исходной задачи, так и те, которыми заменяются ограничения-равенства выполнялись строго (т.е. исходная точка первой задачи на первой итерации является внутренней точкой всей системы ограничений-неравенств). Для решения указанных задач нелинейного программирования используется метод возможных направлений [7]. На каждом шаге этого метода для определения «направления спуска» решаются две вспомогательных задачи линейного программирования. В первой задаче минимизируется линеаризованная (в текущей точке) целевая функция решаемой нелинейной задачи при линеаризованных (в текущей точке) ограничениях-неравенствах. В результате решения определяется оценка «снизу» оптимального значения целевой функции и оценка ее возможного улучшения. Во второй задаче ищется направление спуска, которое, при отказе от

заданной доли возможного улучшения целевой функции обеспечивает максимальное (в некотором смысле) движение “в глубь” допустимой области. При этом также используются линеаризованные ограничения.

Использование варианта метода возможных направлений, основанного на решении двух задач линейного программирования, оказалось весьма эффективным. Процесс оптимизации организован так, что движение осуществляется по внутренним точкам допустимой области текущей задачи.

Особенности метода ступенчатой оптимизации состоят в следующем:

1. Все итерационные процессы решения систем уравнений выносятся с уровня моделей на уровень оптимизации.
2. Не требуется, чтобы в стартовой точке система ограничений в форме равенств имела решение.
3. Достаточно точное решение системы ограничений в форме равенств достигается только в окрестностях оптимальной точки.
4. В состав оптимизируемых параметров входят истинные оптимизируемые параметры, определяющие оптимальные решения и параметры, отвечающие за итерационные процессы, перенесенные с уровня математических моделей схемы в целом и ее элементов на уровень оптимизации.

При решении задач линейного программирования был использован метод внутренних точек А. Фиакко – Г. Мак-Кормика (метод безусловных последовательных минимизаций с логарифмической функцией штрафа) [8]. Он оказался более устойчив к наличию линейно-зависимых ограничений, чем Симплекс-метод. Важно отметить, что его эффективность по сравнению с Симплекс-методом растет с увеличением размерности задачи. Причем наибольший эффект был получен при решении задач безусловной минимизации логарифмической штрафной функции методом Ньютона, использующим матрицу вторых производных логарифмической функции штрафа. Выбор направления спуска в этом методе сводится к решению системы линейных алгебраических уравнений. Размерность этой системы равна числу оптимизируемых параметров. При относительно малом числе оптимизируемых параметров (до 500) расходы машинного времени на решение задач линейного программирования составляют относительно небольшую часть от общих затрат времени на решение исходной задачи оптимизации режимов ЭЭС. Однако, когда число оптимизируемых параметров составляло 1000–2000, расходы на решение задач линейного программирования стали потреблять львиную долю машинного времени (это связано с тем, что затраты времени на решение системы линейных алгебраических уравнений пропорциональны третьей степени от размерности этой системы). Причем использование различных доступных решателей систем линейных алгебраических уравнений не позволило добиться существенного сокращения времени расчетов. При увеличении числа оптимизируемых параметров до 7000 и более, исходные задачи нелинейного программирования стали практически не решаемыми (на решение одной такой задачи на 16–24 ядерных процессорах требовалось несколько десятков дней. Например, это относилось к задаче согласованной оптимизации двенадцати среднемесячных режимов рассмотренной далее ЭЭС Якутии. Анализ матрицы вторых частных производных логарифмической функции штрафа в задаче согласованной оптимизации нескольких режимов работы ЭЭС с ГЭС показал, что при правильном построении математической модели ЭЭС можно

в десятки раз сократить время решения систем линейных алгебраических уравнений в методе Ньютона и, соответственно, время решения всей исходной задачи нелинейного программирования. Для этого уровни воды в водохранилище ГЭС в конце месяцев с 1 по 11 (параметры связи между режимами) должны быть включены в состав независимых оптимизируемых параметров. Для того чтобы эти уровни соответствовали водным балансам соответствующих месяцев, вводятся дополнительные невязки равные разностям уровней в конце указанных месяцев, определяемых по водным балансам и уровням, задаваемых в качестве оптимизируемых параметров (в дальнейшем каждая такая невязка заменяется на два неравенства). При этом составление водного баланса $r+1$ -го месяца проводится на основе уровня в конце r -го месяца, являющегося оптимизируемым параметром (параметром связи между режимами). В результате на ограничения-неравенства r -го режима влияют только внутренние оптимизируемые параметры этого режима и параметры связи. Внутренние оптимизируемые параметры других режимов на ограничения r -го режима не влияют. Поэтому матрица вторых производных логарифмической функции штрафа принимает такую структуру, при которой все вторые производные по внутренним оптимизируемым параметрам двух различных режимов равны нулю. Ненулевые значения имеют вторые производные логарифмической функции штрафа по внутренним оптимизируемым параметрам одного режима, по внутреннему оптимизируемому параметру некоторого режима и оптимизируемому параметру связи, и по двум оптимизируемым параметрам связи. Это позволяет свести решение “большой” системы уравнений в методе Ньютона к обращению двенадцати “малых” матриц, размерность которых равна числу внутренних оптимизируемых параметров одного режима, решению одной линейной системы уравнений, размерность

Таблица 1. Элементы схемы ЭЭС Якутии

Наименование оборудования (элементов схемы ЭЭС)	Общее количество элементов схемы ЭЭС, шт.	Количество групп однотипного оборудования, шт.
Линии электропередач	110	73
Турбины:	29	12
– ГЭС	11	2
– газовые	9	3
– паровые	9	7
Водогрейные котлы	13	6
Котлы-утилизаторы	9	3
Компенсаторы	34	19
Трансформаторы:	134	65
– связи	52	24
– висячие	82	41

которой равна числу оптимизируемых параметров связи и выполнение некоторого количества операций умножения и сложения матриц указанных размерностей. Такой подход, который можно назвать структурным подходом к решению “больших” систем линейных алгебраических уравнений, позволил в десятки раз сократить время решения задач линейного программирования методом внутренней точки А. Фиакко – Г. Мак-Кормика. Следует отметить, что в процессе оптимизации ряд вычислений может проводиться параллельно. Это относится к: вычислению частных производных целевой функции и ограничений-неравенств конечно-разностным методом; одномерной минимизации целевой функции

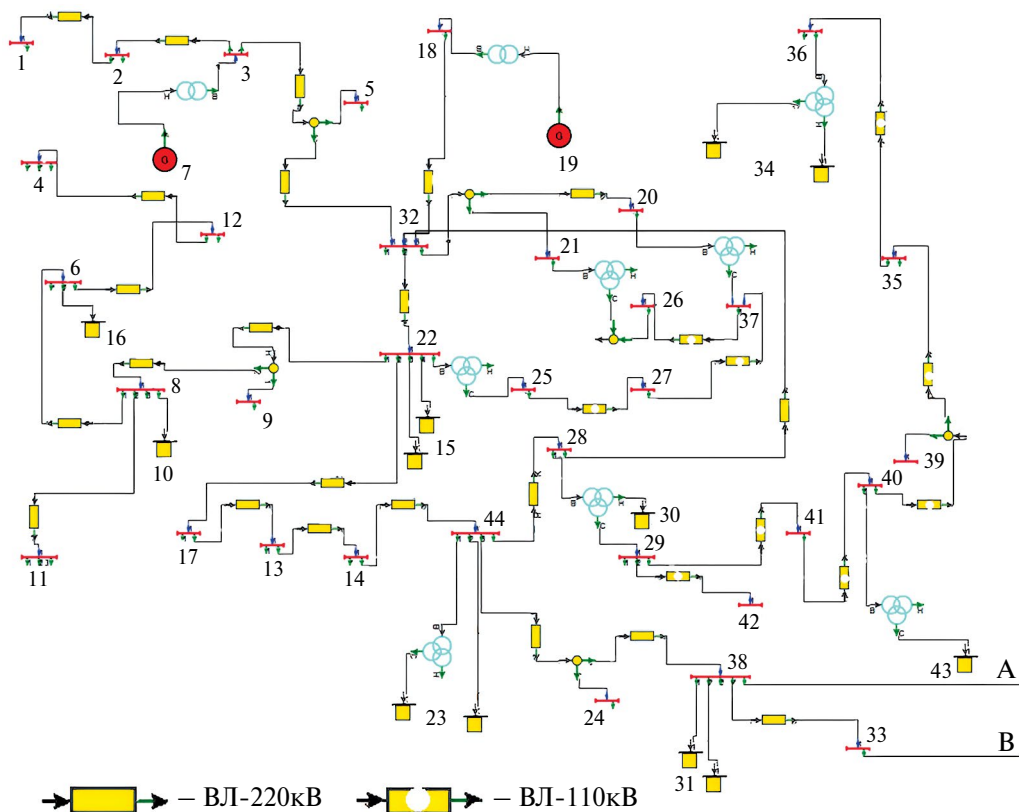


Рис. 1. Фрагмент 1 расчетной схемы электроэнергетической системы Якутии: 1 – ПС ГПП-6; 2 – ПС Айхал; 3 – Вилюйская ГЭС-1, 2; 4 – ПС НПС-7; 5 – ПС Чернышевская; 6 – ПС НПС-9; 7 – Генераторы Вилюйской ГЭС-1, 2; 8 – ПС Пеледуй; 9 – ПС НПС-11; 10 – Реакторы ПС Пеледуй; 11 – ПС Сухой Лог; 12 – ПС НПС-8; 13 – ПС КС-1; 14 – ПС НПС-13; 15 – Реакторы ПС Городская; 16 – Реакторы ПС НПС-9; 17 – ПС НПС-12; 18 – Светлинская ГЭС; 19 – Реакторы Светлинской ГЭС; 20 – ПС Мирный; 21 – ПС Мирный; 22 – ПС Городская; 23 – Реакторы ПС Олекминск; 24 – ПС НПС-14; 25 – ПС Городская; 26 – ПС МГРЭС, ПС Западная; 27 – ПС Северная Нюя, ПС Дорожная, ПС Таас-Юрях, ПС Заря; 28 – ПС Сунтар; 29 – ПС Сунтар; 30 – Реакторы ПС Сунтар; 31 – Реакторы ПС НПС-15; 32 – ПС Районная; 33 – ПС Амга; 34 – Реакторы ПС Вилюйск; 35 – ПС Верхневилюйск; 36 – ПС Вилюйск; 37 – ПС Мирный; 38 – ПС НПС-15; 39 – ПС Онхой; 40 – ПС Нюрба; 41 – ПС Элбгйя, ПС Кюндядя, ПС Шея; 42 – ПС Тойбохой; 43 – Реакторы ПС Нюрба.

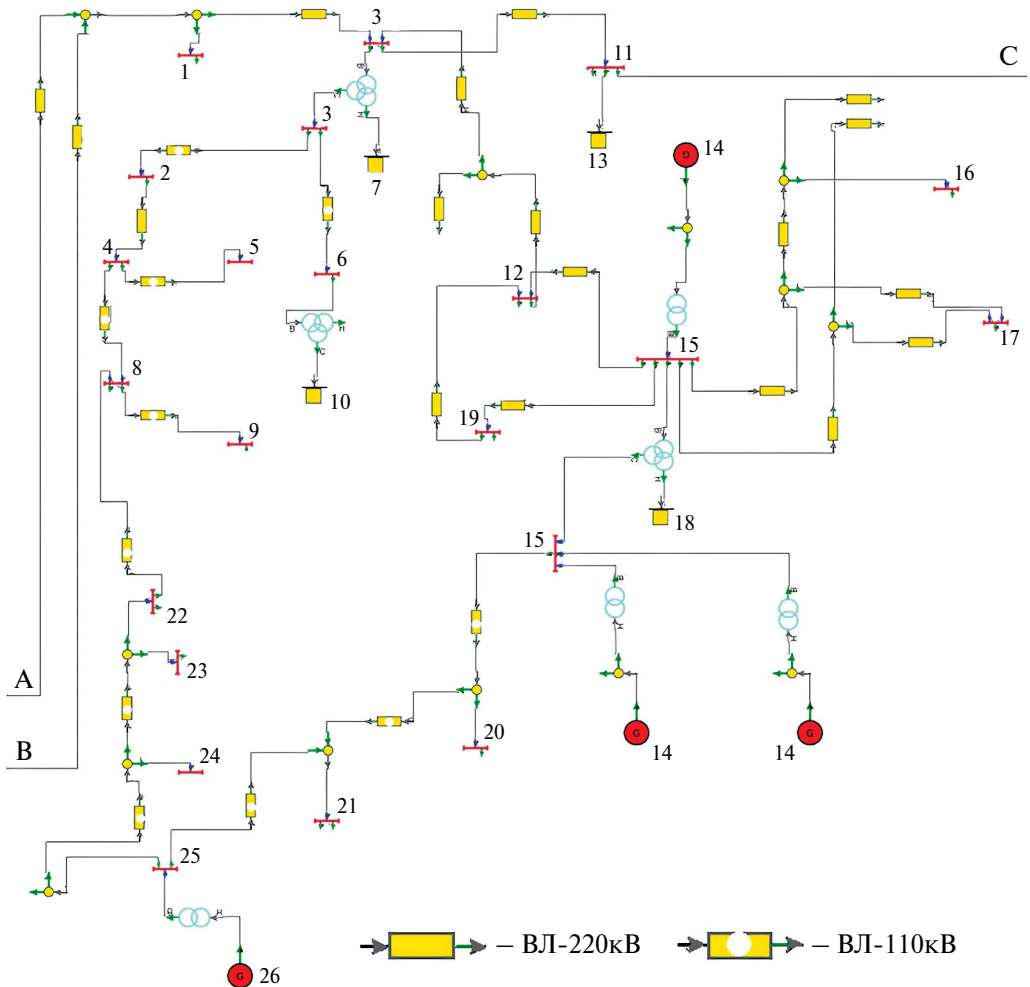


Рис. 2. Фрагмент 2 расчетной схемы электроэнергетической системы Якутии: 1 – ПС НПС-16; 2 – ПС Верхний Куранах; 3 – ПС Нижний Куранах; 4 – РП Хвойный; 5 – ПС Рябиновая; 6 – ПС ЗИФ; 7 – Реакторы Нижний Куранах; 8 – ПС Лебединый; 9 – ПС НПС-11; 10 – Реакторы ПС ЗИФ; 11 – ПС Томмот; 12 – ПС НПС-18; 13 – Реакторы ПС Томмот; 14 – Генераторы Нерюнгринской ГРЭС; 15 – Нерюнгринская ГРЭС; 16 – ПП Нагорный; 17 – ПС НПС-19; 18 – Реакторы Нерюнгринской ГРЭС; 19 – ПС Налдинская; 20 – ПС ВГК; 21 – ПС Денисовская, ПС Дежневская, ПС Комсомольская; 22 – ПС Большой Нимыр, ПС Юхта; 23 – ПС Малый Нимыр; 24 – ПС Угольная, ПС Иналгинская, ПС Хатыми; 25 – Чульманская ТЭЦ; 26 – Генераторы Чульманской ТЭЦ.

вдоль выбранного направления; формированию матрицы вторых производных логарифмической функции штрафа; решению системы линейных алгебраических уравнений с использованием структурного подхода при безусловной минимизации логарифмической функции штрафа методом Ньютона. Проведение параллельных вычислений с использованием многоядерных процессоров позволяет во много раз сократить время оптимизации длительных режимов ЭЭС.

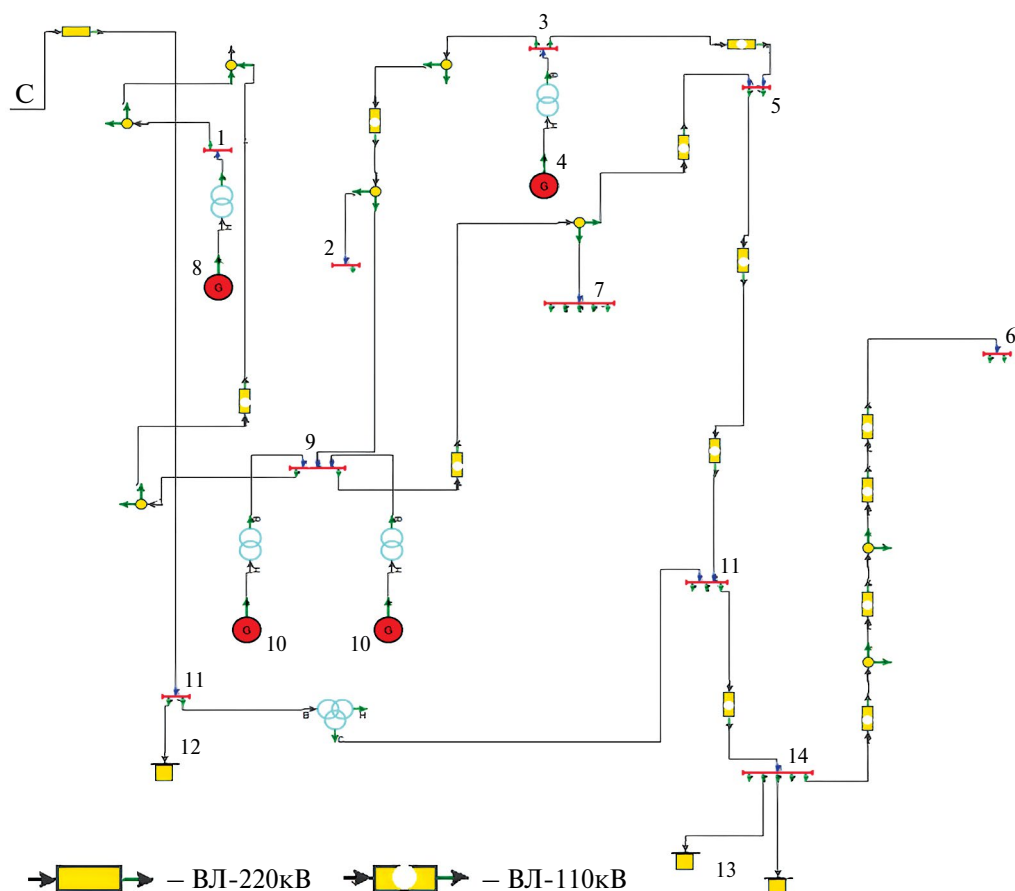


Рис. 3. Фрагмент 3 расчетной схемы электроэнергетической системы Якутии: 1 – ПС Восточная; 2 – ПС Северная; 3 – Якутская ГРЭС Новая; 4 – Генераторы Якутской ГРЭС Новой; 5 – ПС Табага; 6 – ПС Эльдикан; 7 – ПС Намыв, ПС Набережная, ПС ДСК, ПС Южная, ПС Птицефабрика; 8 – Генераторы Якутской ТЭЦ; 9 – Якутская ГРЭС; 10 – Генераторы Якутской ГРЭС; 11 – ПС Майя; 12 – Реакторы ПС Майя; 13 – Реакторы ПС Чурапча; 14 – ПС Чурапча.

В качестве примера оптимизации длительных режимов ЭЭС рассмотрена ЭЭС республики Якутия. Система включает две газотурбинные ТЭЦ в Якутске, крупную угольную Нерюнгринскую ГРЭС из трех блоков (один конденсационный и два теплофикационных), малую угольную ТЭЦ в Чульмане, малую паротурбинную ТЭЦ на газе в Якутске, Вилюйские ГЭС 1, 2 с общими плотиной и водохранилищем многолетнего регулирования и недостроенную Светлинскую ГЭС с водохранилищами малой емкости. Рассматривается электрическая сеть напряжением 110 кВ и 220 кВ.

Расчетная схема ЭЭС Якутии включает энергооборудование (элементы схемы ЭЭС), показанное в табл. 1. Следует отметить, что некоторое однотипное оборудование объединено в схеме по группам. Из-за большого размера общей расчетной схемы электроэнергетической системы Якутии, данная схема разбита на три фрагмента,

Таблица 2. Основные результаты оптимизационных расчетов длительного режима (при начальном уровне 238 м., средневолдном годе и конечном уровне 238 м)

Параметры	Месяц, №											
	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4
Приток воды в водохранилище Вилюйской ГЭС 1–2, м ³ /с	2563	2715	679	345	491	191	39	16.5	5.1	3.2	2.8	4.6
Ур. верх. бьефа вод-ща Вилюйской ГЭС 1–2 в начале расчетного интервала, м	238.10	240.86	243.53	243.76	243.64	243.52	243.04	242.33	241.52	240.66	239.81	238.91
Ур. верх. бьефа вод-ща Вилюйской ГЭС 1–2 в конце расч. инт., м	240.86	243.52	243.76	243.64	243.52	243.03	242.32	241.52	240.66	239.81	238.91	237.99
Суммарная электрическая мощность агрегатов, МВт												
– Вилюйских ГЭС 1-2	278	237	253	238.387	316	317	339	344	344	354	321	317
– Светлинской ГЭС	107	87	91	85	114	115	124	127	129	135	124	124
– Нерюнгринской ГРЭС (Эн-к Т-180; шина 110 кВ)	90	36	44	36	91	93	92	95	95	88	93	94
– Нерюнгринской ГРЭС (Эн-к Т-180; шина 220 кВ)	94	39	47	38	63	82	120	146	149	130	106	73

Таблица 2. Окончание

		Реактивная мощность линий электропередач на входе/выходе, Мвар										
АС400 Районная- Городская	-41/ 2	-38/ 3	-40/- 0,85	-38/ 3,5	-49/-13	-48/-13	-52/-21	-53/-23	-53/-24	-46/-21	-49/-15	-51/-17
АС300 Томмот-Мая	-41/ 57	-45/ 55	-47/ 54	-45/ 55	-43/ 55	-39/ 54	-46/ 56	-50/ 57	-51/ 57	-52/ 51	-42/ 55	-42/ 55
Стоимость топлива, тыс. долл./т	797	504	554	504	763	871	1039	1140	1154	1092	980	836
Суммарная стоимость топлива, тыс. долл./т	10237											

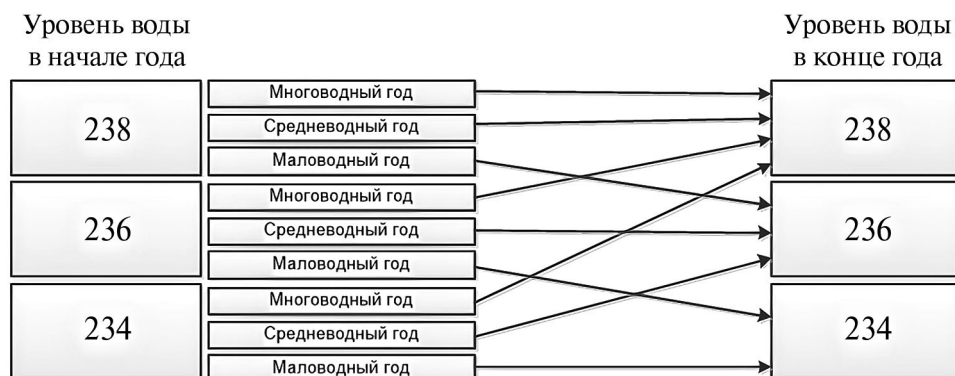


Рис. 4. Оптимальные варианты работы ГЭС с водохранилищем многолетнего регулирования (Вилуйская ГЭС-1 + Вилуйская ГЭС-2) в составе ЭЭС Якутии.

представленных на рис. 1, 2, 3 соответственно. Связи между фрагментами обозначены буквами А, В, С.

Как было сказано выше, при создании математической модели ЭЭС в целом используются математические модели генерирующего оборудования ее энергоисточников, построенные с помощью полиномов, данные для которых были получены в результате серий оптимизационных исследований этого же оборудования с помощью подробных математических моделей.

Таким образом на основе созданных математических моделей элементов ЭЭС республики Якутия: ГТУ, ПГУ, котлов, ЛЭП, трансформаторов и т.д. была создана математическая модель ЭЭС Якутии в целом. Число истинных оптимизируемых параметров математической модели для одного режима (одного месяца) равно 162, число итерационно-уточняемых параметров схемы – 161, балансирующих параметров элементов – 254, невязок для ограничений-равенств в моделях элементов – 254, ограничений-неравенств – 404. При оптимизационных исследованиях ЭЭС принимались следующие основные исходные данные: число уровней воды – 3 (238 м, 236 м, 234 м), число вариантов притока – 3, их них: маловодный (вероятность 20%), средневодный (вероятность 60%) и многоводный (вероятность 20%). Оптимизационные расчеты проводились при всех принятых уровнях воды и вариантах притоков. Общее количество проведенных расчетов – 27.

В табл. 2 в качестве примера представлены некоторые результаты оптимизационных расчетов длительного режима при начальном уровне воды 238 м, средневодном годе и конечном уровне 238 м.

Значения топливных издержек, полученных в результате оптимизационных расчетов 27 согласованных режимов работы ЭЭС Якутии, представлены в табл. 3.

На рис. 4 приведены оптимальные варианты работы ГЭС с водохранилищем многолетнего регулирования (Вилуйская ГЭС-1 + Вилуйская ГЭС-2) в составе ЭЭС Якутии.

Вероятность значения начального уровня 234 м равна 0.10, значения 236 м равна 0.4, значения 238 м равна 0.5. Математическое ожидание годовых топливных издержек равно 10 385 млн руб.

Таблица 3. Значения годовых топливных издержек в 27 согласованных режимов работы ЭЭС, млн рублей

Характеристика года по водности	Значения уровня воды в мае расчетного года (начало периода)	Значения уровня воды в апреле расчетного года (конец периода)		
		234	236	238
Маловодный	234	12195.7	13146.4	Недопустимый режим
	236	11173.4	12101.0	13125.1
	238	10055.1	10822.6	11999.0
Средневодный	234	10623.0	11316.3	12346.0
	236	9722.8	10368.9	11411.9
	238	9421.9	9596.5	10365.9
Многоводный	234	9296.4	9544.6	10141.6
	236	9186.0	9567.0	9533.2
	238	9197.4	9222.1	9563.4

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящей работе описан методический подход к определению наилучших режимов ЭЭС методом ступенчатой оптимизации. Приведены особенности моделирования и оптимизации источников тепла, входящих в состав ЭЭС. Рассмотрена задача согласованной оптимизации среднемесячных режимов расчетного года, в том числе с учетом особенностей ГЭС с водохранилищами многолетнего регулирования при оптимизации длительных режимов работы ЭЭС. Описаны особенности метода ступенчатой оптимизации. В качестве примера оптимизации длительных режимов электроэнергетической системы рассмотрена электроэнергетическая система республики Якутия. По критерию минимума значения топливных издержек проведены оптимизационные расчеты и получены 27 согласованных (по 12 среднемесячным режимам) длительных режимов работы ЭЭС Якутии при различных сочетаниях уровня воды в водохранилище Вилюйских ГЭС-1, 2 в начале и конце расчетного года и уровня приточности воды в этом водохранилище. На основе этих расчетов с учетом вероятности реализации маловодной, средневодной и многоводной приточности для каждого сочетания уровня воды в водохранилище в начале расчетного года и варианта приточности определен оптимальный уровень воды в водохранилище в конце расчетного года.

Работа выполнена в рамках проекта государственного задания (№ FWEU-2021-0005, рег. № АААА-А21-121012190004-5) программы фундаментальных исследований РФ на 2021–2030 гг.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Клер А.М., Корнеева З.Р., Елуков П.Ю. Оптимизация режимов работы энергосистем, включающих ТЭС и ГЭС с водохранилищами многолетнего регулирования // Известия Российской академии наук. Энергетика, 2011. № 2. С. 92–106.

2. Эффективные методы схемно-параметрической оптимизации сложных теплоэнергетических установок: разработка и применение / Под ред. А.М. Клера. Рос. акад. наук, Сиб. отд., Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева. – Новосибирск: Академическое издательство “Гео”, 2018. 145 с.
3. Kler A.M., Zharkov P.V., Epishkin N.O. Parametric optimization of supercritical power plants using gradient methods // Energy, 2019. Vol. 189. DOI: 10.1016/j.energy.2019.116230
4. Voropai N.I., Stennikov V.A. Hierarchical Modeling of Energy Systems. Elsevier, 2023. Chapter 7. P. 457–502. <https://doi.org/10.1016/C2022-0-02475-2>
5. Клер А.М., Степанова Е.Л., Жарков П.В. Методика создания математических моделей теплофикационных ядерных энергоблоков, предназначенных для проведения оптимизационных исследований автономных электроэнергетических систем // Известия РАН. Энергетика, 2023, № 6, с. 17–30. DOI: 10.31857/S0002331023050047
6. Справочник по проектированию электроэнергетических систем. Под ред. С.С. Рокотяна и Н.М. Шапиро. – 3-е изд., перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 1985. 352 с.
7. Клер А.М., Деканова Н.П., Щеголева Т.П. и др. Методы оптимизации сложных энергетических установок. – Новосибирск: ВО “Наука”, 1993. 116 с.
8. Fiacco A.V., Mc Cormick G.P. Nonlinear programming: sequential unconstrained minimization techniques. John Wiley, New York, 1968. 210 p.

Finding Optimal Modes of an Electric Power System with Thermal Power Plants and Hydroelectric Power Plants Using the Stepwise Optimization Method

A. M. Kler, P. V. Zharkov, N. O. Epishkin, E. L. Stepanova*, D. N. Karamov

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

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

An approach to determining the best modes of an electric power system is presented in the work. This issue is proposed to be solved using the method of stepwise optimization. The features of modeling and optimization of heat sources included in electrical power systems are described. The problem of coordinated optimization of average monthly regimes of the calculation year is considered, including taking into account the features of hydroelectric power plants with reservoirs of long-term regulation when optimizing long-term operating regimes of electric power systems. Features of the stepwise optimization method are given. As an example of optimization of long-term modes of the electric power system, the electric power system of the Republic of Yakutia is considered.

Keywords: electric power system, optimization methods, mathematical modeling, heat sources, modes of the electric power system, thermal power plant, hydroelectric power station, long-term regulation

УДК 621.311.1

ФОРМИРОВАНИЕ ГРАФИКОВ РЕМОНТА ГЕНЕРИРУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ НА ОСНОВЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПЛАНОВОЙ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

© 2024 г. Д. С. Крупенёв*, Д. А. Бояркин**, Д. В. Якубовский***

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

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

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

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

Поступила в редакцию 14.11.2023 г.

После доработки 19.07.2024 г.

Принята к публикации 22.07.2024 г.

В статье рассматривается задача планирования ремонтов генерирующего оборудования при долгосрочном планировании работы электроэнергетических систем. Предложена математическая модель формирования графиков ремонтов энергетического оборудования, в которой учтено два аспекта: текущее техническое состояние энергетического оборудования и максимизация плановой надежности электроэнергетических систем при проведении ремонтов энергетического оборудования. Для решения задач на основании математической модели формирования графиков ремонтов энергетического оборудования предложена методика решения этих задач. В финальной части статьи представлены результаты применения предлагаемой методики на тестовой схеме энергосистемы.

Ключевые слова: плановая надежность, графики ремонтов, электроэнергетическая система, недоотпуск электроэнергии

DOI: 10.31857/S0002331024030048

ВВЕДЕНИЕ

Обеспечение надежного электроснабжения потребителей является неотъемлемым условием для их успешного функционирования и развития. В последние десятилетия кардинально меняются условия функционирования электроэнергетических систем (ЭЭС). В ЭЭС интегрируются новые элементы и технологии такие как возобновляемые источники энергии (ВИЭ), системы накопления энергии (СНЭ), распределенная генерация, и развиваются различные механизмы управления, например, управление спросом (demand response) [1]. Отдельно стоит отметить возрастающие роли неопределенности природо- и погодообусловленных явлений, например,

экстремальная водность, от которой зависит выработка электроэнергии и мощности на гидроэлектростанциях, повышение частоты экстремальных явлений: сильный ветер, снегопад, ледяной дождь и других, от которых зависит аварийность энергетического оборудования в различные периоды времени, а также износ энергетического оборудования [2, 3]. Все перечисленное приводит к усложнению технологической структуры энергосистем и сложности управления технологическими процессами, к которым можно отнести и процесс планирования ремонтов энергетического оборудования. В складывающихся условиях возрастает роль своевременного и адекватного комплексного анализа ЭЭС и выработки обоснованных решений по управлению их работой. Одним из аспектов такого анализа является оценка надежности ЭЭС с учетом максимального количества влияющих факторов.

В статье рассматривается задача формирования графиков ремонта энергетического оборудования ЭЭС, удовлетворяющих критерию оптимальной надежности. По своему содержанию решаемая задача является дискретной, динамической, вероятностной. Прямых математических методов для решения таких задач не существует. В современных энергосистемах, где неопределенность, в виду обозначенных выше причин, возрастает, применение специализированных средств для решения задачи планирования ремонтов становится крайне необходимым. Создание и применение методического и программного аппарата решения задачи планирования ремонтов энергетического оборудования позволит повысить корректность принятия решений при планировании работы (режимов и балансов) ЭЭС, обеспечить надежность работы ЭЭС и экономическую эффективность. В результате при практическом применении методического аппарата будут минимизированы риски возникновения чрезвычайных ситуаций в энергосистемах и негативного воздействия на экономику, экологию и социальную сферу.

Задача оптимального планирования ремонтов энергетического оборудования существует с момента появления ЭЭС. На протяжении истории ее решения разрабатывались и предлагались различные критерии и методы. Рассматриваемая задача становилась все более актуальной с усложнением структуры ЭЭС, повышением неопределенности функционирования и повышением зависимости экономической эффективности и безопасности потребителей электроэнергии от надежного электроснабжения. Основным пользователем результатов решения рассматриваемой задачи являются организации, которые осуществляют техническое управление энергосистемой. Например, в России основные пользователи результатов решения задачи оптимального планирования ремонтов энергетического оборудования – это службы Системного оператора и Объединенных диспетчерских управлений (ОДУ). В современных условиях на уровне ОДУ процесс планирования ремонтов практически не автоматизирован. Службы долгосрочного планирования энергетических режимов и балансов собирают заявки генерирующих компаний на ремонты генерирующего оборудования на предстоящий годичный период. Далее сотрудники этой службы с минимальным использованием автоматизированных средств (специального программного обеспечения) формируют графики ремонтов генерирующего и сетевого оборудования с учетом основных внешних влияющих условий на основании экспертного опыта. Специализированным программным обеспечением выступает Информационная система “Система автоматизированного планирования электроэнергетических режимов” (ИС “САПЭР”) [4]. В ИС “САПЭР” не производится непосредственное решение обозначенной проблемы. Это программное обеспечение выступает в роли помощника для выполнения вариантных расчетов

балансов мощности и проверки реализуемости месячных и годовых графиков ремонтов основного энергетического и электросетевого оборудования по условиям балансов мощности, электроэнергии и режимным ограничениям. Естественно, вопросы системной надежности при применении этого программного обеспечения рассматриваются на поверхностном уровне, то же самое можно сказать и о вопросах учета природообусловленных явлений, например, экстремальной водности на каскадах ГЭС, вопросах экологии и безопасности.

Обоснованные научные подходы к решению рассматриваемой задачи начали предлагаться в 60–70 годы прошлого века. Постановка исследуемой задачи может иметь несколько вариантов. По сути, все варианты представляют классические постановки задачи оптимизации надежности, в которых в качестве целевой функции может выступать как надежность критерий, например, минимум м.о. недоотпуска электроэнергии, так и экономический критерий, например, минимум операционных затрат, при том, что надежность энергосистемы учитывается в виде ограничений. Стоит отметить, что в некоторых работах предложены модели и методы планирования ремонтов только генерирующего оборудования, а в некоторых генерирующего и сетевого.

Что касается методов решения поставленной задачи, то их разработано достаточное количество [5–20], остановимся на некоторых из них. В СЭИ СО АН СССР под руководством Ю.Н. Руденко были начаты исследования и получены результаты в решении обозначенной проблемы с последующей разработкой программно-вычислительного комплекса “Резерв” [5, 6]. В дальнейшем эти работы были продолжены под руководством Н.И. Воропая [7]. Если в начальный период при решении обозначенной проблемы опирались на технические (надеждностные) критерии, то в [7] решение по планированию ремонтов генерирующего оборудования основано на экономическом (рыночном) критерии (максимизации годовой прибыли генерирующих компаний). Интересный подход для решения поставленной задачи предложен в [8, 9]. Стоит отметить, что этот подход разработан чемпионом мира по шахматам М.М. Ботвинником. В источниках [8, 9] предлагается решать задачи планирования ремонтов генерирующего оборудования, которые имеют комбинаторный (переборный) характер, используя метод поиска хода шахматным мастером. На основании предлагаемого метода был разработан ряд модификаций программы “Пионер”. В [10, 11] представлены результаты по адаптации методов градиентной оптимизации для решения обозначенной проблемы, а в [12] представлены результаты подобного исследования, в которых предлагается для составления графика плановых ремонтов генерирующего оборудования использовать эвристический метод дифференциальной эволюции. В [13–15] авторы предлагают применение экспертных и эвристических методов для оптимизации графиков ремонтов, основываясь на надеждностных критериях. Помимо технических критериев существуют подходы, основанные на экономических критериях, как, например, в [7, 16–19] применяются экономические критерии. Обзор методов планирования графиков ремонтом не ограничивается представленными, существуют и другие методы.

Во всех проанализированных работах учет системной надежности ЭЭС либо проводится не на достаточном уровне, либо вовсе отсутствует, хотя требования по обеспечению надежности являются основными при решении рассматриваемой задачи.

В целом современное состояние в рассматриваемой научной области можно охарактеризовать следующим образом: как отечественными исследователями, так и зарубежными сделаны значительные продвижения для грамотного решения

рассматриваемой проблемы, но во всех проанализированных исследованиях нет комплексности учета влияния ремонтов на свойства энергосистем: экономика, надежность, безопасность, экология; также методическая часть, касающаяся системной надежности ЭЭС находится не на должном уровне, а в некоторых случаях и вовсе отсутствует.

Целью статьи является представление методики формирования графиков ремонта генерирующего оборудования при долгосрочном планировании работы (режимов и балансов) ЭЭС. Статья состоит из четырех разделов. В первом разделе представлены содержательная и математическая постановки решаемой задачи; во втором разделе представлена краткая характеристика задачи оценки плановой надежности ЭЭС; в третьем разделе представлена методика решения поставленной задачи; в четвертом разделе представлены результаты экспериментальных исследований по тестированию методики формирования графиков ремонтов генерирующего оборудования при долгосрочном планировании работы ЭЭС.

ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ ФОРМИРОВАНИЯ ОПТИМАЛЬНЫХ ГРАФИКОВ РЕМОНТА ЭНЕРГООБОРУДОВАНИЯ

Графики ремонта энергооборудования в ЭЭС формируются на основании необходимости проведения различных видов ремонтов. Такая необходимость может быть определена в результате определенной наработки энергообъекта, если на энергетических предприятиях принята планово-предупредительная стратегия профилактики энергооборудования [20, 21], либо в результате оценки технического состояния энергообъекта [21, 22]. В любом случае ремонт энергооборудования не всегда может быть проведен по требованию, так как существуют системные ограничения, накладываемые на вывод оборудования в ремонт, которые могут не позволить сделать этого. Стоит понимать, что отсрочка ремонта может привести к резкому снижению надежности энергооборудования в последующий период эксплуатации и, как следствие, снижению надежности ЭЭС и появлению экономического ущерба.

В рассматриваемом случае содержательно задачу формирования оптимальных графиков ремонта энергооборудования сформулируем следующим образом: для известной структуры ЭЭС, технических (в том числе надежных) и экономических характеристик энергооборудования, прогнозных данных поведения погодо- и природообусловленных явлений на период планирования работы ЭЭС, известной потребности в ремонте генерирующих агрегатов и линий электропередачи необходимо сформировать график проведения ремонтов энергооборудования с обеспечением необходимого уровня надежности энергосистемы и максимальной экономической эффективности.

Необходимо отметить, что требуется определить только последовательность (порядок) выполнения ремонтов, а вопросы, связанные с наличием ресурсов для выполнения этих ремонтов, в этой работе не рассматриваются. Считается, что имеется достаточное количество ремонтных бригад для выполнения ремонтов в определенные сроки.

По сути, решаемая задача является задачей формирования оптимального расписания, в рассматриваемом случае ремонтов энергооборудования. Это означает, что ее описание будет справедливым при применении методического аппарата теории расписаний [23–25]. Решаемую задачу можно охарактеризовать как задачу

упорядочивания. По сути, задано распределение ремонтов по исполнителям и определены параметры ремонтов, а именно продолжительность, необходимо определить только время начала проведения ремонтов, удовлетворяющее заданным критериям и ограничениям, при учете специфики работы ЭЭС.

По типу целевой функции решаемая задача будет являться задачей с суммарным критерием оптимизации. В процессе решения необходимо оптимизировать интегральный критерий эффективности функционирования ЭЭС. Также возможна постановка рассматриваемой задачи как многокритериальной задачи оптимизации; отличием от предыдущей постановки будет являться учет нескольких целевых функций, например, возможное время отключения потребителей электроэнергии и минимум расхода топлива на электростанциях.

По способу задания входной информации задача относится к стохастическим. Классически задача решается для разработки плана работы ЭЭС на заданный период, то есть задаются значения всех параметров до начала определения оптимального графика ремонтов. Но стоит отметить, что в процессе функционирования ЭЭС могут возникать ситуации, не совпадающие с прогнозными планами, например, неблагоприятные погодные условия, приводящие к повышению загрузки энергооборудования и повышению аварийности; форс-мажорные, катастрофические события, приводящие к вынужденным режимам работы энергосистемы. В таких случаях необходимо решение динамических задач и разработка для их формализации динамических моделей и методов.

Математическая постановка: рассматривается ЭЭС, состоящая из N энергообъектов (генерирующих агрегатов, линий электропередачи), причем J из них это энергообъекты, для которых необходимо провести ремонт в предстоящий период T . Каждый ремонт, характеризуется продолжительностью τ_j , $j = 1, \dots, J$. Имеются оцененные значения показателей плановой надежности (стоит отметить, что в данном случае могут быть использованы такие показатели как вероятность бездефицитной работы, м.о. недоотпуска электроэнергии) для каждого подпериода t , $t = 1, \dots, T$. Требуется составить график (расписание) вывода объектов в ремонт с соблюдением требований по нормативу надежности и минимизацией негативного влияния на потребителей электроэнергии, которая может быть выражена в математическом ожидании (м.о.) недоотпуска электроэнергии либо в другом критерии, отражающим надежность и экономичность ЭЭС.

Ремонт любого вида должен выполняться полностью без прерывания сроков его выполнения, для этого условия введем булевы переменные $y_j \in \{0, 1\}$, $j = 1, \dots, J$. Если $y_j = 1$, то ремонт выполняется, в обратном случае $y_j = 0$. Обозначим G_i — множество вариантов изменения состава генерирующего и сетевого оборудования в узле i , $i = 1, \dots, I$ при выводе его в ремонт.

Стоит подчеркнуть, что ремонты проводятся для повышения надежности энергооборудования, это означает, что после ремонта показатели аварийности снижаются, что самым непосредственным образом влияет на надежность ЭЭС, в противном случае, при невыполнении ремонтов в предусмотренные сроки показатели аварийности оборудования могут иметь тенденцию к резкому повышению. Это следует учитывать при подобных вычислениях.

Целевую функцию при решении задачи формирования графиков ремонтов энергооборудования запишем следующим образом:

$$\sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^I E_{t,i} \Delta x_j \rightarrow \min, \quad (1)$$

учитывая ограничения

$$\sum_{j=1}^J \Delta x_j \tau_j Y_j \leq W, \quad (2)$$

$$\Delta x_j \in G, \quad (3)$$

$$Y_j \in \{0,1\}, j = 1, \dots, J. \quad (4)$$

$$R_i(\Delta x, \xi) \geq R_i^{\text{норм}}, i = 1, \dots, I, \quad (5)$$

где

$E_{t,i}$ — значение м.о. недоотпуска электроэнергии в узлах ЭЭС в расчетных интервалах, МВт;

T — количество рассматриваемых подпериодов (сутки, недели, месяцы);

I — количество узлов ЭЭС;

Dx_j — рабочая характеристика (мощность, пропускная способность) энергетического оборудования, выводимого в плановый ремонт, МВт;

W — объем плановых ремонтов всех видов, МВт ч;

G — множество вариантов вывода из работы энергетического оборудования для выполнения плановых ремонтов в узле i ;

R_i — фактическое значение показателя плановой надежности;

$R_i^{\text{норм}}$ — нормируемое значение показателя плановой надежности;

ξ — случайная составляющая, отражающая вероятностную основу оценки плановой надежности.

КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕТОДИКИ ОЦЕНКИ ПЛАНОВОЙ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Центральным моментом при решении задачи планирования ремонтов является корректный учет влияния ремонтов энергооборудования на системную надежность ЭЭС. Системная надежность подразделяется на три составляющих: режимная, плановая, балансовая [26] и для решения задач планирования работы ЭЭС, к которым относится решаемая, необходимо использовать показатели плановой надежности ЭЭС. Все три составляющие системной надежности взаимосвязаны и имеют свою специфику оценки. В рамках оценки плановой надежности интегрируются некоторые аспекты как режимной, так и балансовой надежности и, как уже отмечено, имеется ряд специфических особенностей. Самым эффективным методом оценки системной надежности является метод Монте-Карло [27]. Именно на его основе базируется и методика оценки плановой надежности. Содержательно задачу оценки плановой надежности ЭЭС можно сформулировать следующим образом: для заданного прогноза электропотребления на период до 1–2 лет известной структуры и состава оборудования ЭЭС (в том числе с учетом планов по вводу/выводу оборудования) необходимо определить показатели надежности, характеризующие обеспечение электроэнергией и мощностью потребителей, отражающие “слабые” места

ЭЭС, и позволяющие принимать рациональные решения при решении последующих задач синтеза плановой надежности, учитывая случайные процессы поведения энергооборудования, случайный характер поставок топлива на электростанции, случайны колебания потребления электроэнергии, а также максимально корректное потокораспределение мощности.

Функционирование ЭЭС является многомерным случайным процессом, в котором происходит изменение во времени многих числовых параметров, характеризующих работу энергосистемы. Под случайным процессом функционирования ЭЭС $X^n(t)$ будем понимать процесс, значение которого при любом фиксированном $t = t_0$ является случайным состоянием системы $X^n(t_0)$ [28, 29]. В процессе функционирования ЭЭС происходят различные события (ω): отказы оборудования, изменения нагрузки потребителей, изменение параметров элементов, которые анализируются при оценке надежности. Учитывая последнее, случайный процесс функционирования ЭЭС можно записать в виде функции двух аргументов:

$$X^n(t) = j(t, w), w \in W, t \in T, X^n \in X,$$

где ω – события, происходящие в ЭЭС;

W – пространство событий;

T – временной отрезок анализа надежности ЭЭС;

X – множество возможных значений случайного процесса функционирования ЭЭС $X^n(t)$.

В составе ЭЭС работают различные элементы с различными особенностями работы. По сути, случайный процесс функционирования ЭЭС является процессом с непрерывным временем и с непрерывными состояниями (по факту состояния являются смешанные, так как присутствуют и непрерывные, и дискретные, в теории случайных процессов такие состояния тоже называются непрерывными). Непрерывное время объясняется тем, что для ЭЭС переходы системы из состояния в другие состояния могут происходить в любой момент t наблюдаемого периода T , но в процессе оценки надежности ЭЭС на основе метода Монте-Карло рассматриваемые периоды дискретны и равны какому-либо временному промежутку, как правило одну часу. Что касается случайных состояний, то, как уже отмечено, рассматриваются различные состояния как дискретные, так и непрерывные, например, отказы энергетического оборудования формируют дискретные состояния, а случайное поведение параметра ЭЭС, например, напряжение и параметра, влияющего на надежность ЭЭС, например, скорость ветра или инсоляция солнца формируют непрерывные состояния. Если углубиться в анализ случайного процесса функционирования ЭЭС, то можно заключить, что функционирование ЭЭС характеризуется множеством случайных процессов, которые связаны электротехническими и другими законами. При многократном моделировании динамики изменения параметров ЭЭС получим семейство реализаций случайного процесса. При анализе надежности ЭЭС требуется определить изменение параметров системы при реализации случайных событий. К примеру, траектория изменения напряжения $U(t)$ на шинах подстанции, в течение определенного времени представляет случайный процесс, т.к. значение напряжения зависит от многих факторов: отказы оборудования, нагрузка потребителей, внешние погодные условия и др. В случае критического снижения напряжения, могут произойти неблагоприятные события в ЭЭС, например, такие как: повреждение асинхронных электродвигателей или отключение части потребителей

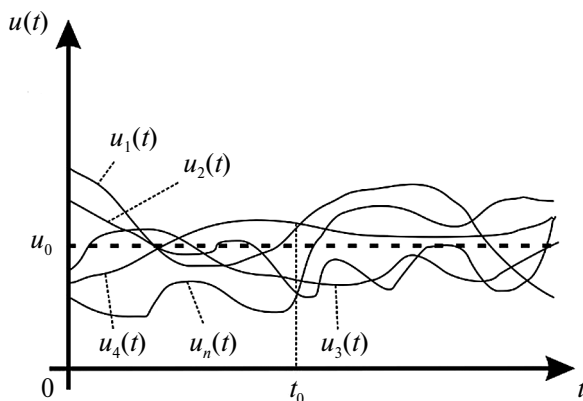


Рис. 1. Семейство траекторий изменения напряжения с течением времени на шинах подстанции.

от снабжения электроэнергией автоматическими устройствами. Для любого фиксированного момента $t = t_0$ напряжение представляет собой случайную величину $U(t_0)$. Результатом n опытов является семейство траекторий изменения напряжения $u_1(t), u_2(t), \dots, u_n(t)$, показанное на рис. 1. В момент времени t_0 формируется сечение случайного процесса $U(t)$, напряжение в этот момент является случайной величиной, значение случайной величины для каждой траектории будут следующие:

$$u_1(t_0), u_2(t_0), \dots, u_n(t_0).$$

Поток событий для ЭЭС неординарный, так как в любой момент времени могут произойти более одного события, например, отказ генерирующего агрегата, отказ линии электропередачи, изменение скорости ветра, которая влияет на выдачу мощности ВЭС. Если рассматривать поток событий для конкретного элемента ЭЭС, то его можно принять ординарным, так как события, в рассматриваемом случае — отказы и восстановления, появляются поодиночке. Поток событий для ЭЭС является потоком с последствиями, так как для любых непересекающихся участков времени число событий (например, отказов), попадающих на один из них, может зависеть от того, сколько событий попало на предшествующий, например, отказ некоторых элементов ЭЭС может привести в последующие периоды времени к перегрузке других элементов, их отказу и возникновению дефицита мощности и недоотпуску электроэнергии. В то же время поток событий для конкретного элемента будет являться без последствий, так как образующие поток события, появляются в последовательные моменты времени независимо друг от друга, например, отказы, ремонты и восстановления. Что касается стационарности потока событий в ЭЭС, то по факту он является нестационарным, так как вероятность анализируемых событий может меняться во времени в зависимости от разных факторов. Например, вероятность отказа воздушных линий электропередачи зависит от погодных условий, от их загрузки и других внешних и внутренних факторов, которые изменяются во времени.

Наиболее подходящим методом оценки плановой надежности будет являться последовательный метод Монте-Карло (Sequential Monte Carlo Methods) [30–32]. Использование этой вариации метода Монте-Карло позволяет учесть критические случайные процессы, происходящие в современных ЭЭС.

Представим некоторые требования, которые должны учитываться в методике оценки плановой надежности, основанной на последовательном методе Монте-Карло:

– анализ полной модели ЭЭС без разбивки на зоны надежности, что позволит учесть специфику работы сети и все возможные ограничения при передаче мощности. В некоторых случаях допускается агрегирование зон с распределенной генерацией в единую зону для учета влияния распределенной генерации на показатели надежности ЭЭС;

– учет почасового годового графика потребления мощности ЭЭС с учетом корреляционных зависимостей потребления мощности в различных узлах ЭЭС и в различные часы;

– поагрегатное представление генерирующих источников с учетом особенностей сложных структур агрегатов (например, структуры парогазовых установок должны быть представлены всеми входящими в их структуру агрегатами, а в процессе оценки плановой надежности необходимо определять выдаваемую ими мощность исходя из отказов конкретного агрегата или паровой, или газовой турбин);

– моделирование ВИЭ с учетом корреляционной зависимости активности первичного энергоресурса;

– моделирование режимов работы СНЭ с корректным отражением возможностей СНЭ по накоплению и отдаче энергии, при учете динамики по деградации СНЭ и снижению эффективности, а также отказов, приводящих к невыполнению заданной функции.

Алгоритм оценки плановой надежности ЭЭС на основе метода Монте-Карло состоит из следующих основных вычислительных этапов:

1. Формирование n -ого случайного состояния ЭЭС путем определения степени работоспособности каждой единицы энергетического оборудования. Это состояние характеризует работу энергосистемы в первый временной интервал (например, час) расчетного периода.

2. Анализ режима сформированного состояния ЭЭС. Может быть два пути дальнейших вычислений:

2.1. Расчет установившегося режима n -ого состояния ЭЭС с последующим моделированием противоаварийной автоматики и определения мест и величины дефицита мощности;

2.2. Решение оптимизационной задачи минимизации дефицита мощности n -ого состояния ЭЭС с учетом баланса активной и реактивной мощностей (при решении этой задачи неявно будет проведен учет действий противоаварийной автоматики и диспетчерского персонала по минимизации дефицита мощности).

3. Формирование $n + 1$ случайного состояния ЭЭС путем определения степени работоспособности каждой единицы энергетического оборудования с учетом состояния энергооборудования, определенного на n -м шаге. Это состояние характеризует работу энергосистемы во второй временной отрезок расчетного периода.

4. Повторение этапов 2 и 3 до достижения последнего временного отрезка расчетного периода.

5. Вычисление показателей плановой надежности ЭЭС: вероятность бездефицитной работы, м.о. дефицита мощности и недоотпуска электроэнергии, ряды распределения загрузки энергетического оборудования и др.

5. Повторение этапов 1–5 до достижения требуемой точности оценки плановой надежности ЭЭС.

МЕТОДИКА ФОРМИРОВАНИЯ ГРАФИКОВ РЕМОНТОВ ГЕНЕРИРУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ НА ОСНОВАНИИ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПЛАНОВОЙ НАДЕЖНОСТИ ЭЭС

Для решения задачи (1)–(5) была разработана методика, основанная на анализе показателей плановой надежности ЭЭС. Разработанная методика представляет последовательность следующих действий:

1. Формирование состава генерирующих агрегатов, для которых необходимо проведение планового ремонта на период планирования работы ЭЭС.

2. Ранжирование генерирующих агрегатов, предназначенных для вывода в плановый ремонт по критерию k_w – относительный вес агрегата, который может быть определен следующим образом:

$$k_w = P_i t_{ri}, i = 1, \dots, n,$$

где P_i – установленная мощность i -го агрегата, МВт; t_{ri} – время на проведение планового ремонта i -го агрегата, сут.

3. Оценка плановой надежности исходного варианта ЭЭС на период планирования работы без вывода из работы энергетического оборудования, отобранного для проведения плановых ремонтов.

4. Анализ значений контролируемого показателя надежности в каждые сутки расчетного периода и в каждом узле ЭЭС на предмет соответствия нормативу (в качестве контролируемого показателя может выступать любой показатель плановой надежности, для которого существует принятое нормативное значение). Выявление последовательности суток с наименьшим интегральным значение за рассматриваемый период суммы м.о. недоотпуска электроэнергии для ЭЭС и потребления электроэнергии, последовательность суток должна быть равной количеству суток, которые требуются для ремонта генерирующего агрегата.

5. Оценка плановой надежности ЭЭС с учетом вывода из работы для ремонта отобранного генерирующего агрегата.

6. Повторение третьего и четвертого этапов методики до тех пор, пока не будут учтены все генерирующие агрегаты, требующие ремонта, либо не нарушится ограничение, контролирующее нормативный уровень надежности.

В случае, если условие (5) нарушено, а энергооборудование, требующее ремонта, не учтено в графике ремонта, то возможны несколько вариантов решения данной проблемы, исходя из складывающихся условий:

1. Перенос сроков ремонта оборудования, требующего ремонта, но не учтенного в текущем графике на более поздние периоды.

2. Если сформированный график ремонтов оборудования является относительно “плотным” и возможности для переноса сроков ремонта не существует, то для рассматриваемой ЭЭС, в рамках планирования ее работы, требуется предусмотреть дополнительные управляющие воздействия, компенсирующие вывод оборудования в ремонт.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

Были проведены экспериментальные исследования представленной методики формирования графиков ремонтов генерирующего оборудования. Экспериментальные исследования проводились на тестовой расчетной схеме IEEE RTS-96 (рис. 2).

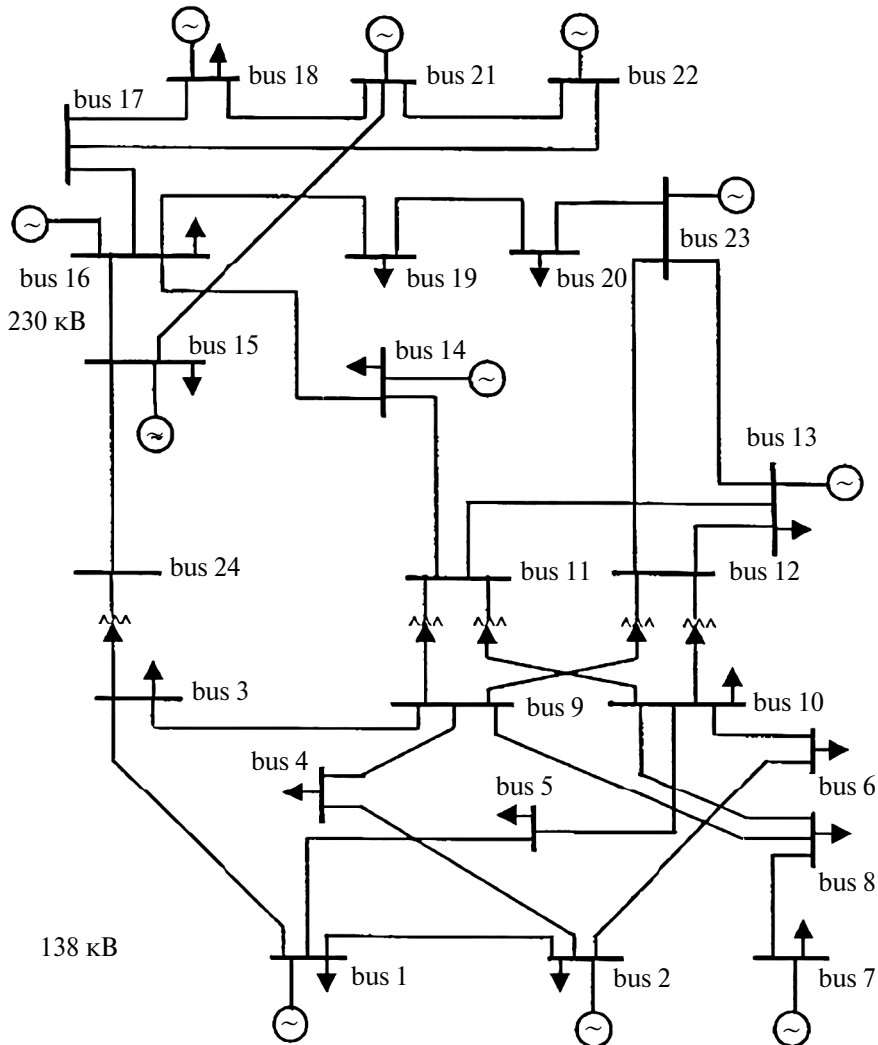


Рис. 2. Схема исследуемой системы.

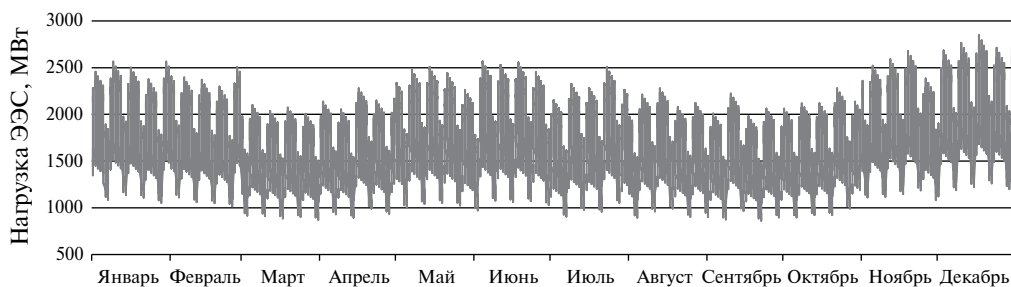


Рис. 3. Годовой график потребления мощности IEEE RTS-96.

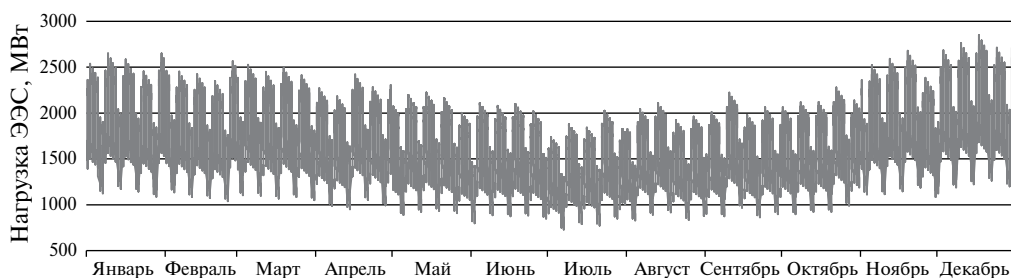


Рис. 4. Годовой видоизмененный график потребления мощности IEEE RTS-96.

Основные исходные данные схемы, в том числе параметры элементов, используемые при экспериментальных исследованиях, представлены в [33].

Исследование проводилось для двух вариантов графика потребления активной мощности. Первый вариант графика потребления мощности соответствовал данным IEEE RTS-96 [32], этот график представлен на рис. 3. Второй вариант графика потребления мощности был видоизменен в направлении создания провала потребления мощности в летний период, этот график представлен на рис. 4.

Далее были определены генерирующие агрегаты для выполнения плановых ремонтов. В табл. 1 представлены данные для определения удельного веса, отобранных генерирующих агрегатов.

Далее были проведены итерационные расчеты, на основании представленной выше методики по формированию графика ремонта отобранных для этого генерирующих агрегатов. На рис. 5 представлен оптимальный график ремонтов генерирующего оборудования для графика потребления мощности, соответствующего исходным данным IEEE RTS-96, а на рис. 6 — для видоизмененного графика потребления мощности.

Как видно из полученных результатов на рис. 5, из-за того, что исходный график потребления мощности IEEE RTS-96 является относительно равномерным в течении года и имеет незначительные провалы в весенние и осенние месяцы, что соответствует повышению уровня плановой надежности ЭЭС в эти периоды, сроки плановых ремонтов распределились на весенний и осенний период. При формировании графика ремонтов генерирующего оборудования для схемы с графиком потребления мощности с явно выраженным провалом в летний период,

Таблица 1. Данные по удельному весу генерирующих агрегатов для проведения плановых ремонтов.

№ узла	Установленная мощность генерирующего агрегата (P_i), МВт.	Вид планового ремонта	Количество суток на выполнение планового ремонта ($t_{\text{р}i}$), сут.	Удельный вес генерирующего агрегата (k_w).
1	20	Средний	17	340
1	76	Капитальный	40	3 040
2	76	Капитальный	40	3 040
7	100	Капитальный	40	4000
15	12	Средний	17	204
15	155	Капитальный	44	6 820
16	155	Средний	25	3 875
22	50	Капитальный	37	1 850
22	50	Средний	17	1 850
23	155	Средний	25	3 875

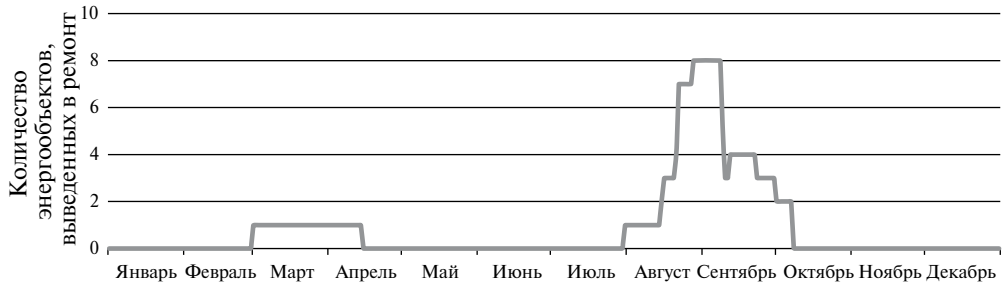


Рис. 5. Оптимальный график ремонтов генерирующего оборудования для графика потребления мощности, соответствующего исходным данным IEEE RTS-96.

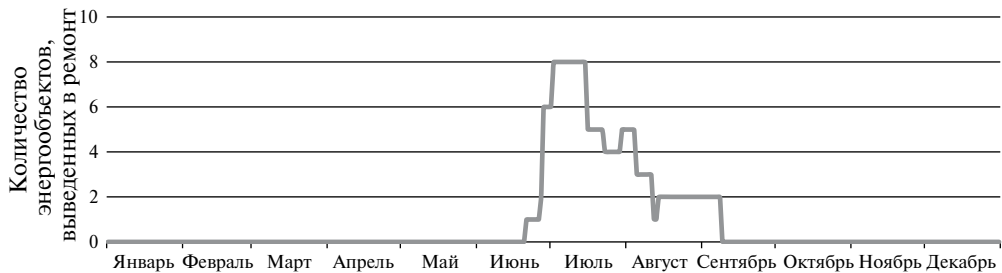


Рис. 6. Оптимальный график ремонтов генерирующего оборудования для видоизмененного графика потребления мощности IEEE RTS-96.

сроки проведения ремонтom распределились в летний период, что соответствует наиболее благоприятным условиям с позиции обеспечения системной и плановой надежности ЭЭС.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При планировании работы (режимов и балансов) электроэнергетических систем, которое осуществляется, как правило, на годичный период, решается ряд задач, одной из которых является формирование графика ремонтов энергетического оборудования. Решение обозначенной задачи зависит от многих факторов, основным из которых является надежность ЭЭС. Таким образом, решение о планировании ремонтов энергетического оборудования целесообразно проводить на основе оценки надежности ЭЭС, при максимально полном отражении специфики функционирования ЭЭС на рассматриваемый период работы и учета влияющих на надежность ЭЭС факторов.

В статье представлены результаты по обзору и анализу математических моделей и методов решения задачи формирования графиков плановых ремонтов энергетического оборудования при планировании работы ЭЭС. На основании проведенного анализа и с учетом требований по обеспечению системной надежности ЭЭС предложены содержательная и математическая постановки задачи, а также методика ее решения.

Экспериментальные исследования предложенной методики были проведены на двух идентичных схемах ЭЭС, отличающихся формами графиков потребления мощности. В первом случае график потребления мощности был относительно равномерным для всего годичного периода с незначительными провалами в весенний и осенний периоды, во втором случае график потребления мощности имел выраженный провал в летний период. Кроме специфики графиков потребления мощности при оценке плановой надежности учитываются все влияющие на надежность ЭЭС факторы, например, неравномерность аварийности энергетического оборудования в течение года, паводковые ситуации в водохранилищах ГЭС при их наличии в ЭЭС, неравномерность выработки электроэнергии на ВИЭ и др. В результате были получены оптимальные графики проведения плановых ремонтов генерирующего оборудования для исследуемых ЭЭС с учетом специфики их функционирования. Получение графики проведения плановых ремонтов логично интерпретируются на соответствие исходных данных для исследования.

Работа выполнена за счет гранта Российского научного фонда № 23-29-00435.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Воропай Н.И.* Направления и проблемы трансформации электроэнергетических систем. *Электричество*, 2020. № 7. С. 12–21.
2. *Воропай Н.И., Крупнев Д.С., Подковальников С.В., Сендеров С.М.* Блэкаут в штате Техас, США: анализ и некоторые выводы. *ЭКО*, 2021. № 9 (567). С. 125–143.
3. *Воропай Н.И., Крупнев Д.С., Подковальников С.В., Сендеров С.М.* Два энергетических коллапса – в штате Техас, США, и в приморском крае, Россия. *Электроэнергия. Передача и распределение*, 2021. № 4 (67). С. 166–174.

4. Информационная система “Система автоматизированного планирования электроэнергетических режимов” ОБЩЕЕ ОПИСАНИЕ СИСТЕМЫ. Москва, 2021. 19 с.
5. *Лебедева Л.М., Федотова Г.А.* Программно-вычислительный комплекс РЕЗЕРВ – реализация методики рационального использования резервов мощности в ЭЭС. Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1981.
6. *Дубицкий М.А., Руденко Ю.Н., Чельцов М.Б.* Выбор и использование резервов генерирующей мощности в электроэнергетических системах. М.: Энергоатомиздат, 1988.
7. *Воропай Н.И., Федотова Г.А.* Планирование ремонтов электрогенерирующего оборудования в рыночной среде с учетом надежности. Автоматика и телемеханика, 2010. № 7. С. 179–184.
8. *Botvinnik M.M.* Computers in Chess: Solving Inexact Search Problems. New-York: Springer-Verlag, 1984.
9. *Ботвинник М.М.* Шахматный метод решения переборных задач. М: Советский спорт, 1989. 112 с.
10. *Арзамасцев Д.А., Обоскалов В.П.* Определение плана капитальных ремонтов основного оборудования энергосистем методом покоординатной оптимизации. Известия ВУЗов. Энергетика, 1970, № 8. С. 106–110.
11. *Нестеренков В.П., Обоскалов В.П.* К вопросу оптимального планирования капитальных ремонтов основных агрегатов станций энергосистем. Вопросы оптимизации развития и эксплуатации энергосистем, 1966. С. 83–90.
12. *Губин П.Ю., Обоскалов В.П.* Применение метода дифференциальной эволюции в задаче планирования ремонтов генерирующего оборудования. Известия Российской академии наук. Энергетика, 2021. № 2. С. 50–64.
13. *Canto S.* Application of Benders’ decomposition to power plant preventive maintenance scheduling. European Journal of Operational Research, 2008. № 184. P. 759–777.
14. *Volkovskii A., Mavko B.* Genetic algorithm optimisation of the maintenance scheduling of generating units in a power system. Reliability Engineering & System Safety, 2008. № 93. P. 657–667.
15. *Anghinolfi D., Gambardella L., Montemanni R.* A matheuristic algorithm for a large-scale energy management problem. Large-Scale Scientific Computing, 2012. № 7116. P. 173–181.
16. *Степанова Е.Л., Максимов А.С.* Методика оценки влияния показателей надежности оборудования, графиков и объемов плановых ремонтов на надежность и эффективность работы ТЭЦ. Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики, 2018. Вып. 69. Книга 2.
17. *Brandt F., Bauer R., Velker M., Cardeneo A.* A constraint programming-based approach to a large-scale energy management problem with varied constraints. Journal of Scheduling, 2013. № 16(6). P. 629–648.
18. *Shahidehpour S.M., Marwali M.K.C.* Maintenance Scheduling in Restructure Power Systems. New York: Kluwer Academic Pub, 2000.
19. *Dahal K.P., Chakpitak N.* Generator Maintenance Scheduling in Power Systems Using Metaheuristic – Based Hybrid Approach. Electric Power Syst. Res., 2007. V. 77. P. 771–779.
20. Приказ Министерства энергетики РФ от 25 октября 2017 г. N 1013 “Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности

и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок “Правила организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики”.

21. *Назарычев А.Н., Крупнев Д.С.* Надежность и оценка технического состояния оборудования систем электроснабжения: учебное пособие. Новосибирск: Наука, 2020. 224 с.
22. *Назарычев А.Н., Пугачев А.А., Андреев Д.А.* Риск-ориентированное управление эксплуатацией электрооборудования с учетом его технического состояния. Электроэнергия. Передача и распределение, 2020. № 6 (63). С. 134–135.
23. *Танаев В.С., Шкурба В.В.* Введение в теорию расписаний. Главная редакция физико-математической литературы изд-ва “Наука”, 1975. 257 с.
24. *Лазарев А.А., Гафаров Е.Р.* Теория расписаний. Задачи и алгоритмы. Москва: МГУ, 2011. 222 с.
25. *Brucker P.* Scheduling algorithms. Springer Science & Business Media, 2004. 367 p.
26. *Крупнев Д.С.* О плановой надежности электроэнергетических систем. В сборнике: Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Материалы 95-го заседания Международного научного семинара. Иркутск, 2023. С. 111–116.
27. *Krupenev D., Boyarkin D., Yakubovskii D.* Improvement in the computational efficiency of a technique for assessing the reliability of electric power systems based on the Monte Carlo method. Reliability Engineering and System Safety, 2020. Vol.204. ID: 107171.
28. *Вентцель Е.С., Овчаров Л.А.* Теория случайных процессов и ее инженерные приложения. М.: Наука. Гл. Ред. Физ.-мат. лит, 1991. 384 с.
29. *Вентцель А.Д.* Курс теории случайных процессов. М.: Наука. Гл. Ред. Физ.-мат. лит, 1975. 320 с.
30. *Billinton R., Jonnavithula A.* Composite system adequacy assessment using sequential Monte Carlo simulation with variance reduction techniques. IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution, January 1997. Vol. 144, Is. 1. P. 1–6.
31. *Kantas N., Doucet A., Singh S.S., Maciejowski J.M.* An Overview of Sequential Monte Carlo Methods for Parameter Estimation in General State-Space Models. Proceedings of the 15th IFAC Symposium on System Identification Saint-Malo, France, July 6–8, 2009.
32. *Henneaux P., Bouchez F.-X., Rese L.* Confidence intervals for adequacy assessment using Monte Carlo sequential simulation. Published in: 2016 IEEE International Energy Conference (ENERGYCON).
33. *Grigg C. et al.* The IEEE Reliability Test System-1996. A report prepared by the Reliability Test System Task Force of the Application of Probability Methods Subcommittee. IEEE Transactions on Power Systems, 1999. vol. 14. № 3. P. 1010–1020. DOI: 10.1109/59.780914

Generating Repair Schedules for Generating Equipment Based on Planned Reliability Indicators of Electric Power Systems

D. S. Krupenev^{*}, D. A. Boyarkin^{}, D. V. Iakubovskii^{***}**

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

^{}e-mail: krupenev@isem.irk.ru*

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

*^{***}e-mail: dmitrii_iakubovskii@isem.irk.ru*

The article discusses the problem of planning repairs of generating equipment during long-term planning of the operation of electric power systems. A mathematical model for the formation of repair schedules for power equipment is proposed, which takes into account two aspects: the current technical condition of power equipment and maximizing the planned reliability of electric power systems when carrying out repairs of power equipment. To solve problems based on a mathematical model for generating repair schedules for power equipment, a methodology for solving these problems is proposed. The final part of the article presents the results of applying the proposed methodology on a test circuit of the power system.

Keywords: planned reliability, repair schedules, electrical power system, undersupply of electricity

УДК 621.313.322-81

РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ РАСЧЕТА ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО ПОЛЯ, ТОКОВ И ПОТЕРЬ В ТРАНСПОНИРОВАННЫХ СТЕРЖНЯХ ОБМОТКИ ЯКОРЯ

© 2024 г. Е. Ф. Кади-Оглы¹, Н. В. Коровкин², *, И. В. Ильин²

¹Общество с ограниченной ответственностью “Турбинные технологии ААЭМ”,
Санкт-Петербург, Россия

²ФГАОУ ВО “Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого”,
Санкт-Петербург, Россия

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

Поступила в редакцию 29.03.2024 г.

После доработки 19.07.2024 г.

Принята к публикации: 22.07.2024 г.

В статье изложена методика расчета распределения магнитного поля, токов и потерь в транспонированных стержнях обмотки якоря электрической машины. Данная методика основана на моделировании магнитного поля переменных токов методом конечных элементов в плоской постановке с учетом электрической цепи в программном комплексе ELCUT. Методика учитывает идеальность транспозиции проводников стержня якоря по его длине, особенности конструкции пазовой геометрии и выкладки паза якоря. Электрическая цепь моделирует соединение элементарных проводников обмотки якоря с учетом их положений по длине стержня. На основе сравнительного анализа результатов, полученных из специально проведенных численных экспериментов, проведена оценка влияния на результаты расчета различных условий таких, как положение проводников по длине машины при транспозиции и необходимость учета наличия ротора. Анализ выполнен путем сравнения энергетических характеристик: омических и добавочных потерь и их соотношений. Сравнительный анализ результатов расчета показывает приемлемость предлагаемой методики, а методика может быть рекомендована при расчете потерь транспонированных обмоток якорей.

Ключевые слова: электрическая машина, обмотка якоря, транспозиция элементарных проводников, моделирование магнитного поля переменных токов, моделирование процессов в элементарных проводниках обмотки якоря, цепно-полевая постановка

DOI: 10.31857/S0002331024030054

Расчету распределения электромагнитного поля в пазах электрических машин переменного тока посвящено большое количество известных работ отечественных и зарубежных авторов, например [1, 2, 4, 6–8]. Данные работы основаны, прежде всего, на аналитических методах расчета. В связи с развитием вычислительной техники целесообразно применение современных численных методов расчета, которые позволяют проводить детальную оценку распределения поля, плотности тока

и потерь с учетом всех компонентов потока пазового рассеяния в активной зоне машины, особенно в случае необходимости вариации конструкции и материалов выкладки паза.

В статье изложена методика расчета данной задачи на основе конечно-элементного пакета ELCUT [3, 9]. Данный комплекс является российским программным обеспечением, позволяющим решать самые современные различные технические задачи, которые стоят перед отраслями промышленности, строительства, энергетики, методом конечных элементов, имеет высокую апробацию и достоверность результатов расчета.

Рассматриваемая методика расчета основана на решении задачи магнитного поля переменных токов методом конечных элементов в плоской постановке с учетом цепно-полевого подхода и учитывает идеальность транспозиции проводников стержня статора по его длине. В статье выполнена оценка влияния на результаты расчета различных условий, таких как положение проводников при транспозиции и наличие ротора, проведенная на основе сравнительного анализа результатов численных экспериментов, специально выполненных для этой цели.

Методика может быть применена для анализа распределения поля, токов и потерь в стержнях обмоток якорей электрических машин практически любого типа.

ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

В общем случае для решения задач магнитного поля переменных токов используются следующие уравнения [5]:

$$\left\{ \begin{array}{l} \operatorname{rot} \mathbf{H} = \mathbf{j} \\ \operatorname{rot} \mathbf{E} = -i\omega \mathbf{B} \\ \operatorname{div} \mathbf{B} = 0 \\ \mathbf{B} = \operatorname{rot} \mathbf{A} \\ \mathbf{B} = \mu \mathbf{H} \\ \mathbf{j} = \sigma \mathbf{E} \end{array} \right.$$

здесь \mathbf{E} – комплексный вектор напряженности электрического поля; \mathbf{H} – комплексный вектор напряженности магнитного поля; \mathbf{B} – комплексный вектор индукции магнитного поля; \mathbf{A} – комплексный векторный магнитный потенциал; $\mathbf{j} = \mathbf{j}_{\text{ext}} + \mathbf{j}_{\text{eddy}}$ – комплексный вектор плотности полного тока, который включает комплексные вектора плотности стороннего $\mathbf{j}_{\text{ext}} = \sigma \mathbf{E}$ и вихревого тока $\mathbf{j}_{\text{eddy}} = i\omega \sigma \mathbf{A}$; μ – тензор магнитной проницаемости среды (в общем случае зависит от координат и напряженности магнитного поля); σ – удельная электрическая проводимость среды (в общем случае зависит от температуры, а в трехмерной постановке – от направления координат); $\omega = 2\pi f$ – окружная частота; f – частота переменного тока; i – мнимая единица.

В плоской постановке (x, y) задача формулируется в символах комплексного векторного магнитного потенциала:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{1}{\mu_y} \frac{\partial \mathbf{A}}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\frac{1}{\mu_x} \frac{\partial \mathbf{A}}{\partial y} \right) - i\omega \sigma \mathbf{A} = -\mathbf{j}_{\text{ext}}.$$

При постановке настоящей задачи приняты следующие допущения, не приводящие, в общем случае, к значительным погрешностям результатов расчета:

1. Рассматривается только пазовая часть на одном зубцовом делении активной зоны сердечника якоря.
2. Рассматривается только один транспонированный стержень, расположенный в пазовой части якоря.
3. Поле плоскопараллельное.
4. Магнитная система ненасыщенная, однородная, изотропная. Принимается, что для стали якоря $\mu = 1000\mu_0$.
5. Сердечник якоря моделируется непроводящим, так как листы сердечника якоря изолируются между собой, а аксиальные (направление z) вихревые токи в железе статора по длине машины отсутствуют.
6. Пазовый клин, изоляция элементарных проводников и переходов транспозиции, корпусная изоляция, все полупроводящие и непроводящие элементы выкладки паза моделируются воздушными промежутками.
7. Магнитное поле перпендикулярно стенкам паза статора.
8. Транспозиция элементарных проводников идеальная.
9. Проводники медные.

ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ

На рис. 1 представлен пример построения геометрии данной задачи с указанием граничных условий и построенной сеткой конечных элементов. Говоря об особенностях построения геометрии данной задачи, следует отметить, что:

– пренебрежение кривизной магнитопровода не вносит большой погрешности в расчеты, но, в случае необходимости уточнения параметров задачи, это может быть учтено путем элементарного преобразования (или перестроения) геометрии области;

– желательное моделирование некоторой области спинки сердечника якоря и воздушного зазора, что позволяет более корректно учесть части потока пазового рассеяния, проходящие через спинку статора и воздушный зазор (рассеяние по коронкам зубцов).

Граничные условия, обусловленные допущением 7, подразумевают установку на правой и левой границе расчетной области равенство нулю касательной составляющей поля (граничное условие Неймана) – $H_t = 0$, а на верхней и нижней границе – нормальной составляющей поля (граничное условие Дирихле) – $A = 0$.

В качестве источников поля в задаче задаются сторонние токи в элементарных проводниках стержней статора.

С точки зрения распределения сторонних токов в проводниках стержень якоря может быть представлен в виде схемы замещения, изображенной на рис. 2. Здесь I – ток в стержне, I_k – ток в k -м сплошном проводнике (всего сплошных проводников в стержне – k).

Сопровитления Z_p, \dots, Z_k являются комплексными импедансами каждого из элементарных проводников, которые соответственно равны:

$$Z_1 = R_1 + jX_1; \dots, Z_k = R_k + jX_k,$$

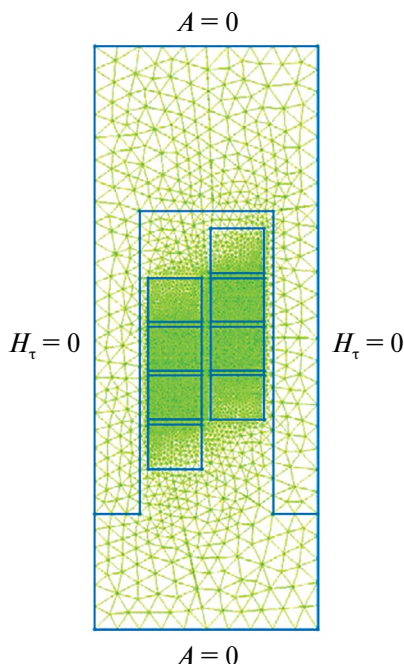


Рис. 1. Геометрическая модель паза якоря, граничные условия, дискретизация области.

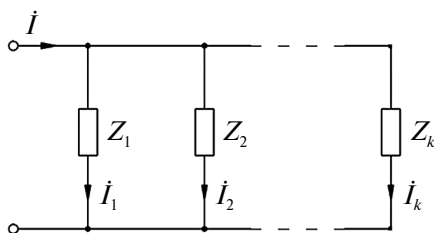


Рис. 2. Схема замещения стержня якоря для задания сторонних токов в проводниках.

где R_1, \dots, R_k – активные сопротивления проводников, X_1, \dots, X_k – индуктивные сопротивления проводников, учитывающие как самоиндукцию каждого проводника, так и взаимоиндукцию между ними.

При идеальной транспозиции проводников каждый проводник по длине стержня занимает все возможные положения относительно его сечения.

В общем случае схема замещения одного из проводников (пусть 1-го) по длине транспонированного стержня представлена в верхней части рис. 3. Здесь, Z_{iN} – импеданс части проводника 1, соответствующий участку, связанному с его определенным положением в пазу по длине сердечника.

Для рассмотрения вопроса корректного задания источников поля в модели, представленной на рис. 1, которая в явном виде не учитывает изменение расположения проводников по длине паза, выполнен численный эксперимент, геометрическая

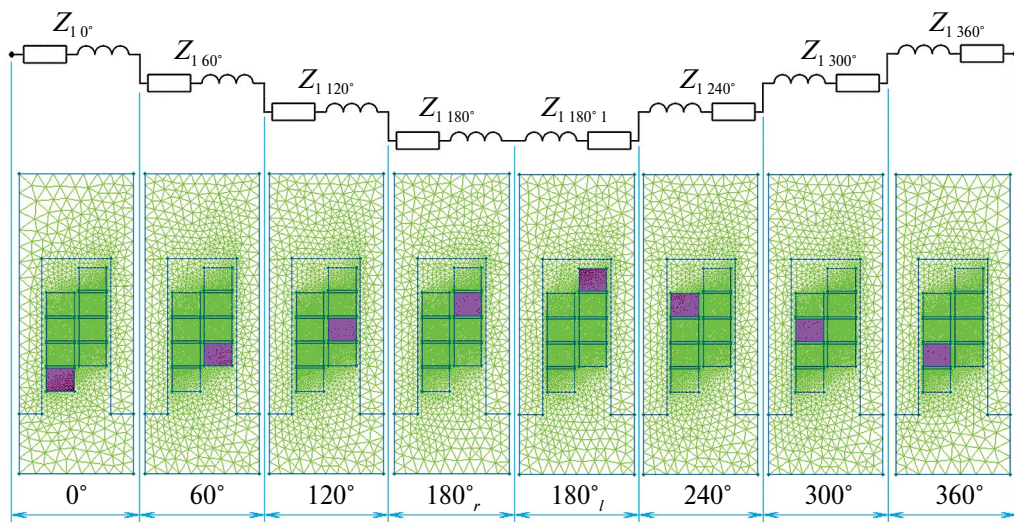


Рис. 3. Модель численного эксперимента.

модель которого представлена в нижней части рис. 3. Размеры, граничные условия и допущения соответствуют модели, представленной на рис. 1.

Одновременно в одной модели ELCUT рассматриваются различные сечения, связанные друг с другом электрической цепью (рис. 4). Рассматриваются участки равной длины по координате z (глубина модели), которая равна $1/8$ длины модели с одним сечением (принимается допущение, что стержень по длине сердечника транспонируется равномерными участками). В электрической цепи, представленной на рис. 4, T1 (1-1) означает первое сечение слева и покрашенный проводник (на рис. 3 снизу), T2 (1-1), второе сечение и покрашенный проводник, и т.д. (1-1), (1-2) и т.д. – проводники, которые отсчитываются относительно первого сечения (1-2 – 1-й ряд, 2-й проводник) и которые меняют свое положение в сечениях 2–8. Имеет место последовательное соединение каждого из участков каждого из проводников, что соответствует непрерывности проводника. По концам стержня (в начале и конце) все проводники соединяются параллельно. К общим точкам подводится источник переменного тока с амплитудой $\sqrt{2} \cdot 1000$ А и начальной фазой, равной 0 эл.град., как это показано на рис. 4. При данном соединении проводников мгновенное значение тока в стержне равно:

$$i = \sum_{k=1}^M i_k$$
, где i – ток стержня, i_k – ток в k -м проводнике стержня, M – количество проводников в стержне.

Результаты численного эксперимента представлены на рис. 5.

С точки зрения получения практических знаний и энергетических характеристик оборудования специалистов в области электромеханики интересует распределение плотности тока, поскольку оно определяет распределение удельных потерь (удельной мощности тепловыделения) и потери на единицу длины стержня $Q = \int_V \frac{j^2}{g} dV$.

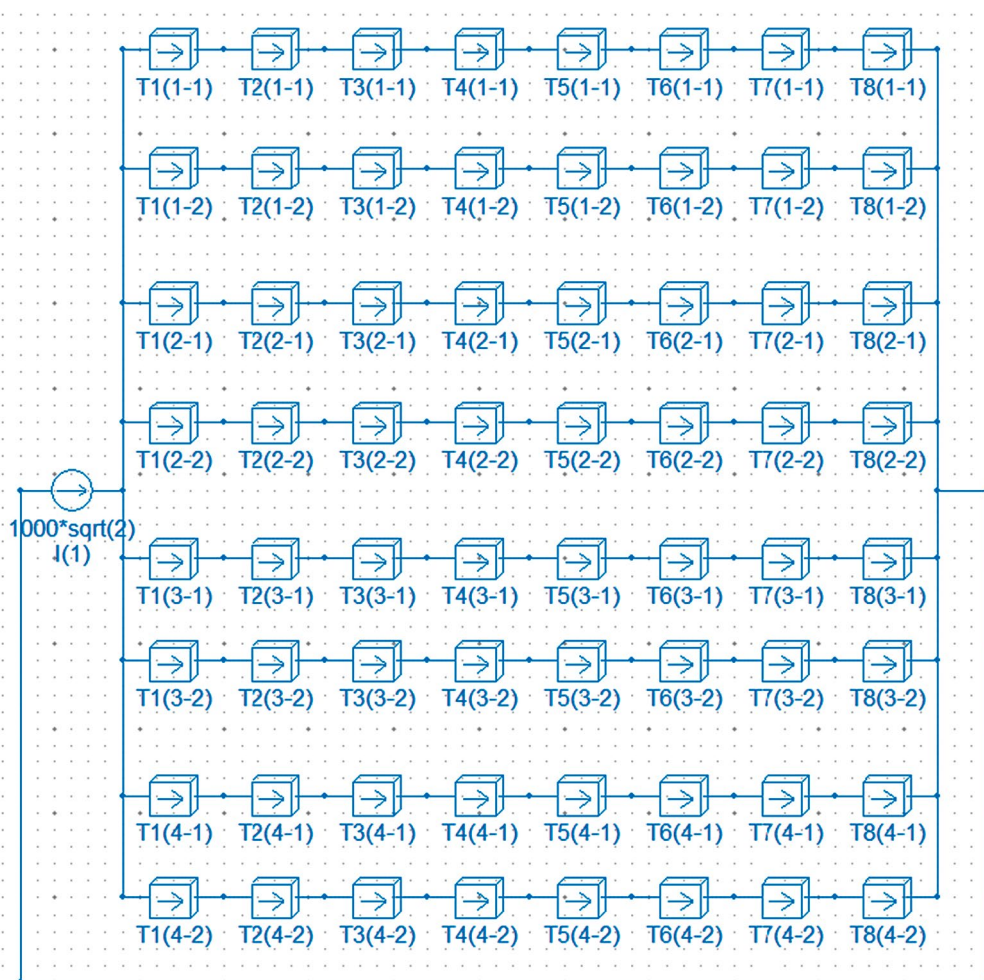


Рис. 4. Электрическая схема ELCUT для задания источников поля.

Фактически, элементарные проводники при транспозиции не переходят из одного положения в другое “скачком”, как это представлено на рис. 3, а занимают промежуточное положение. При этом индуктивности проводников изменяются, что влияет на результат расчета. Для оценки данного влияния выполнен численный эксперимент, аналогичный предыдущему, но с изменением положения верхнего и нижнего проводников стержня из крайнего положения в среднее. Результаты моделирования представлены на рис. 6, откуда видно отсутствие существенного влияния данного эффекта.

В качестве иллюстрации в табл. 1 приведены численные значения потерь (п. 1 и п. 2), позволяющие более детально провести сравнительный анализ.

Результаты проведенных численных экспериментов 1 и 2 показали следующее:

– распределение плотности тока по всем сечением остается неизменным;

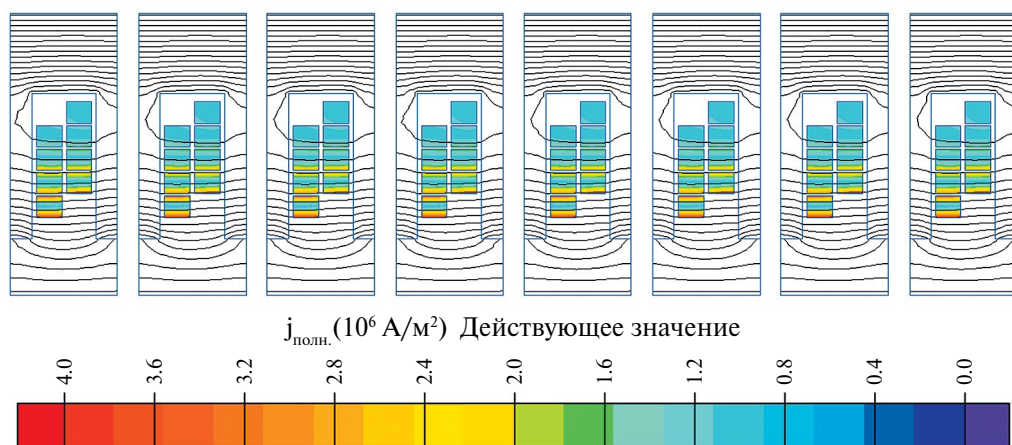


Рис. 5. Результат численного эксперимента 1. Распределение магнитного поля и плотности полного тока.

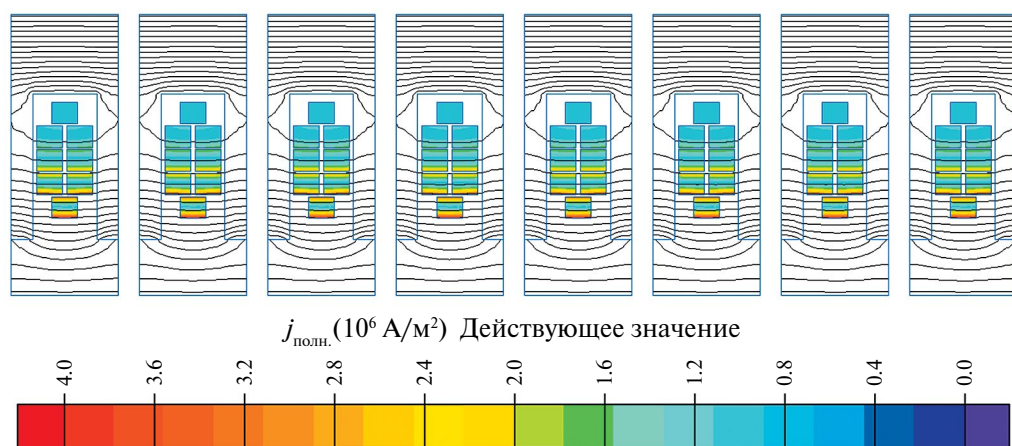


Рис. 6. Результат численного эксперимента 2. Распределение магнитного поля и плотности полного тока.

- распределение магнитного поля остается неизменным;
- удельные потери во всех сечениях распределяются одинаково;
- изменение положения верхнего и нижнего проводников вследствие перехода при транспозиции не оказывает существенного влияния на результат.

Из чего подтверждается вывод, что, если размеры паза и расположение стержня в пазу остаются постоянными, транспозиция полная, то активное и полное индуктивное сопротивление каждого проводника по длине стержня будут одинаковыми ($Z_1 = Z_k$, $R_1 = R_k$, $X_1 = X_k$), и равны алгебраической сумме указанных параметров по длине стержня. Следовательно, токи, протекающие в каждом из проводников, также равны между собой, а ток в каждом проводнике равен: $i_k = i/M$ (если $M = 8$, то $i_k = \sqrt{2} \cdot 125 \text{ A}$).

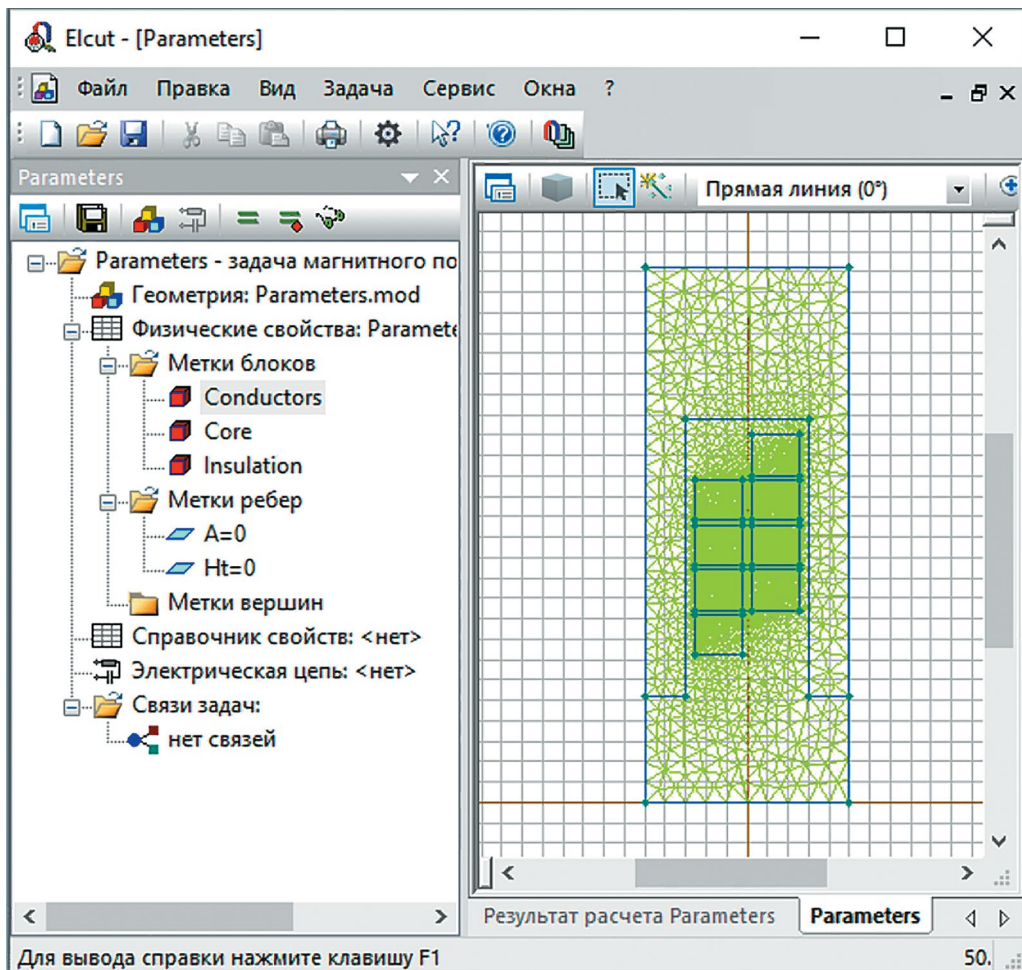


Рис. 7. Модель в ELCUT.

На основании представленных выше выводов постановка данной задачи может быть реализована в модели, представленной на рис. 1, и сведена к расчету только одного сечения стержня при задании в качестве источника поля одинакового значения тока в каждом проводнике данного сечения.

Традиционно, выполняя постановку задачи магнитного поля переменных токов в плоской постановке (x, y), каждый источник поля, задаваемый одинаковыми токами в проводниках, требует создания отдельных свойств. В противном случае это будет аналогично заданию источников поля в параллельно расположенных в направлении плоскости модели (z) проводниках. При постановке данной задачи в программном комплексе ELCUT [3] имеется возможность задания источников поля с учетом задания их соединения, что позволяет существенно упростить операцию постановки задачи, особенно в случае большого количества элементарных проводников стержня.

На рис. 7 представлена конечно-элементная модель данной задачи, реализованная в программном комплексе ELCUT. Следует обратить внимание на малое

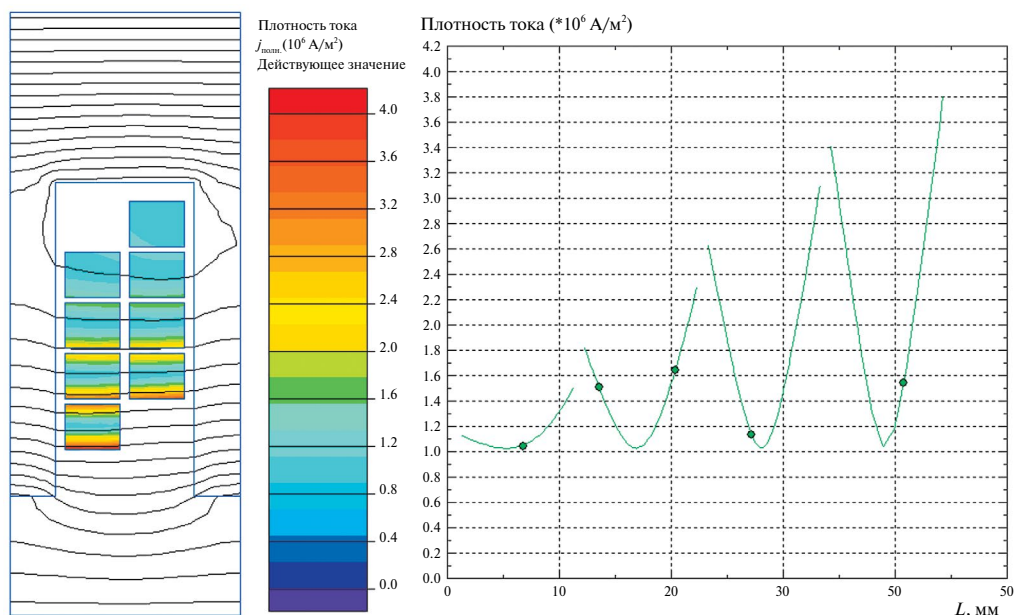


Рис. 8. Распределение магнитного поля и действующего значения плотности тока в проводниках стержня.

количество параметров – физических свойств материалов модели, в которых также задаются источники поля, в частности, в виде сторонних полных токов, что является большим преимуществом с точки зрения упрощения постановки задачи. В данной модели Conductors – элементарные проводники стержня, Core – сердечник якоря, Insulation – воздушные, изоляционные и прочие промежутки, которые моделируются немагнитными и непроводящими блоками, как это описано выше в допущениях. В качестве источника поля в свойстве Conductors установлена величина амплитуды полного стороннего тока, равная $\sqrt{2} \cdot 125 \text{ A}$, и начальная фаза, равная 0 эл.град.

На рис. 8 представлены картины поля и распределения плотности токов в проводниках стержня обмотки якоря. Результаты расчета потерь представлены в табл. 1 (п.3).

Представленная модель не учитывает возможное влияние ферромагнитного ротора. Для оценки данного влияния реализован численный эксперимент 3, модель которого представлена на рис. 9.

Особенности данной модели заключаются в следующем:

- моделируется поперечное сечение активной зоны электрической машины, имеющей 12 пазов, 3 фазы, число полюсов – $2p = 2$. Обмотка однослойная, содержащая 2 витка. На рис. 9 – AX, BY, CZ, XA, YB, ZC – начала и концы секций обмотки;

- детально моделируется только один транспонированный стержень в пазу. Остальные стержни моделируются сплошными и слабо проводящими – служат исключительно источниками поля для формирования вращающегося магнитного поля;

- для получения возможности построения зависимости характеристик паза в ходе расчета диаметр ротора варьировался.

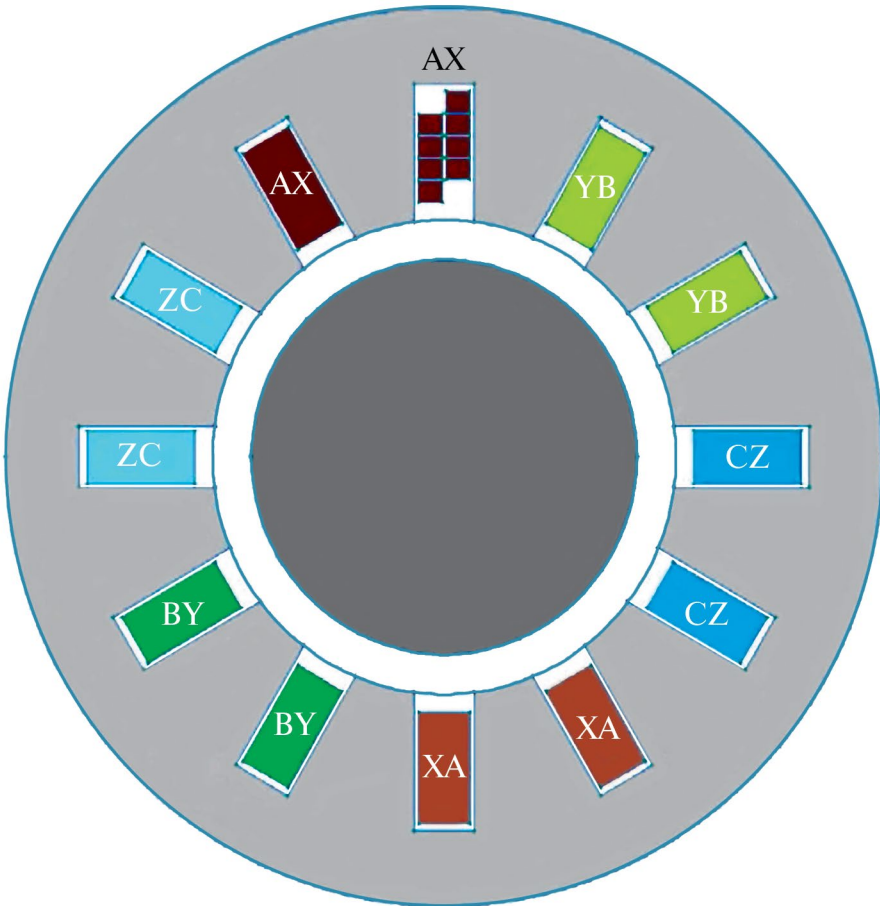


Рис. 9. Модель, учитывающая влияние ротора.

На рис. 10 представлены картина поля и распределение плотности полного тока в данном численном эксперименте. На рис. 11 представлено распределение потерь в данном стержне в зависимости от отношения величины воздушного зазора к ширине открытия паза якоря δ/b_n .

Результаты показывают, что в случае открытой конфигурации паза якоря при $\delta/b_n > 0.6$ отсутствует существенное влияние ротора на результаты расчета потерь в исследуемом стержне.

Практически в электрических машинах с открытой конструкцией паза якоря величина параметра δ/b_n всегда более 0.6, что связано с необходимостью снижения потерь на поверхности сердечника ротора от гармонических якоря зубцового порядка, необходимостью наличия большого воздушного зазора, который определяет такие параметры, как отношение короткого замыкания и статическая перегружаемость (синхронные машины), отвечающие за устойчивость работы машины в сети. Величина потерь в области достижения характеристикой $Q = f(\delta/b_n)$ установившегося характера представлена в табл. 1 (п.4).

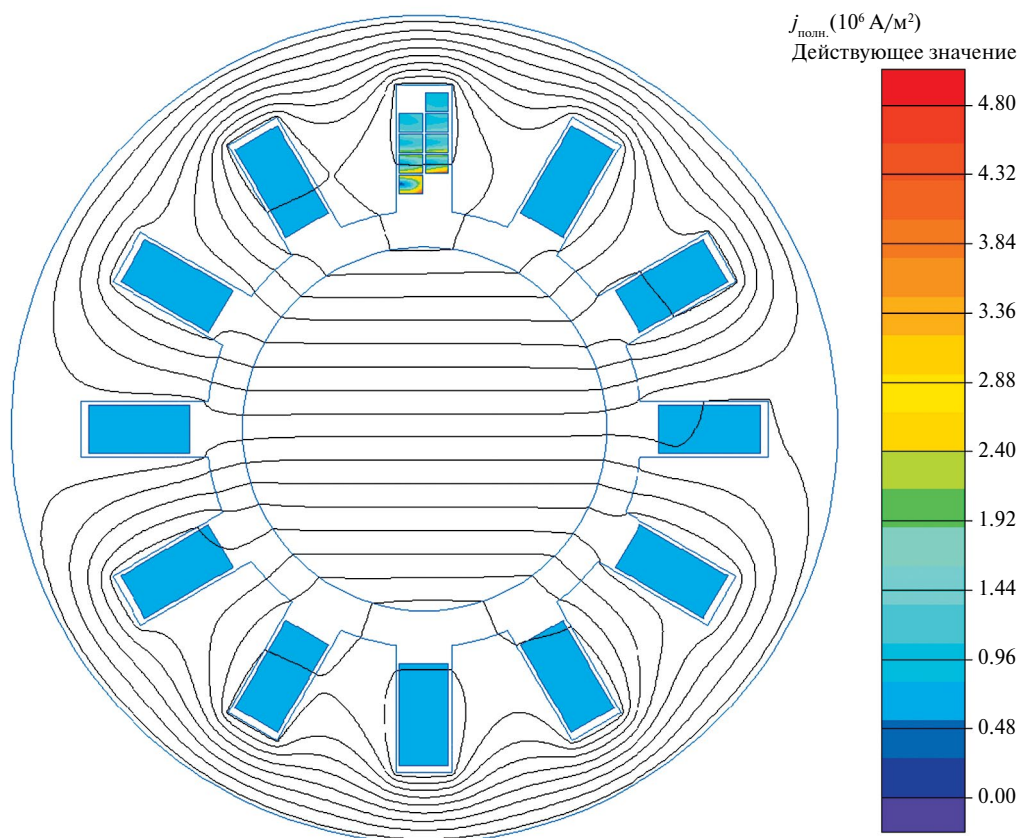


Рис. 10. Результат численного эксперимента 3. Распределение магнитного поля и плотности полного тока.

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ РАСЧЕТА

Практический интерес представляет количественная оценка “разделенных” на составляющие потерь в стержнях обмотки якоря: омических и добавочных с классической оценкой коэффициента добавочных потерь (Фильда), представляющего собой отношение потерь при переменном токе к потерям на постоянном токе $k_{\delta} = \frac{Q_{\sim}}{Q_{=}}$. При этом омические потери могут быть определены либо аналитически, либо из расчета поля, используя имеющуюся модель и принимая в качестве частоты задачи магнитного поля переменных токов частоту, близкую к нулю.

В табл. 1 представлены результаты расчета потерь на установленную длину стержня (0.8 м) и коэффициенты Фильда, рассчитанные из расчета поля во всех рассмотренных выше вариантах моделирования и по методике [4].

Для вычисления расхождения, представленного в табл. 1, в качестве базисной величины принята величина коэффициента Фильда в варианте 3 для одиночного стержня.

Следует отметить, что высокая величина коэффициента Фильда в сплошных проводниках (более 2) связана с их большой высотой, что, с одной стороны, необычно,

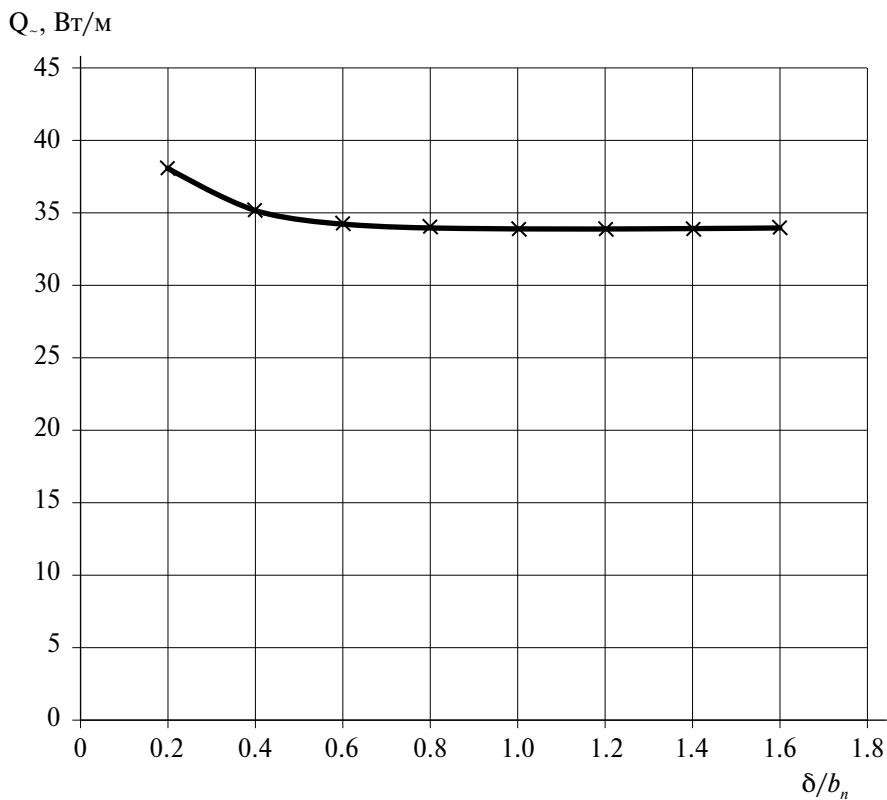


Рис. 11. Результат численного эксперимента 3. Оценка степени влияния воздушного зазора.

Таблица 1.

№ п/п	Вариант модели	Потери, Вт/м		Коэффициент Фильда	
		Q_-	Q_+	k_Φ	Расхождение, %
1	Численный эксперимент 1	34.74	14.62	2.376	0
2	Численный эксперимент 2	34.65	14.62	2.370	-0.25
3	Модель одиночного стержня (рис. 1)	34.74	14.62	2.376	—
4	Численный эксперимент 3 (плато графика на рис. 11)	34.10	14.62	2.332	-1.85
5	Аналитический расчет	30.60	14.62	2.096	-11.79

но с другой – на постановку задачи и методику расчета влияния не оказывают. Для всех вариантов величина омических потерь является величиной постоянной, поскольку рассчитывается достаточно точно, в том числе аналитически, и не определяется изменением магнитного поля.

Сравнительный анализ коэффициентов Фильда показывает, что варианты 1–3 являются идентичными. Расхождение результатов численного эксперимента 2 (учет промежуточного положения проводника при его переходе) относительно вариантов 1 и 3 является незначительным и составляет 0.25%. Расхождение результатов численного эксперимента 3 (учет влияния ротора) по сравнению с основным вариантом составляет 1.85% и объясняется упрощенной моделью машины с малым количеством пазов и соответствует инженерной точности. В практике, когда число пазов в машине больше, а количество пазов на полюс и фазу выше 2, лучшее распределение обмотки способствует более равномерному распределению поперечного потока рассеяния обмотки якоря, что однозначно приблизит результаты к вариантам 1–3.

Расхождение между результатом аналитического расчета коэффициента Фильда (11.79%) является приемлемым.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной статье изложена методика расчета транспонированного стержня якоря на основе решения задачи магнитного поля переменных токов в программном комплексе ELCUT, которая учитывает особенности и преимущества данного программного продукта.

Для оценки обоснованности постановки и достоверности результатов разработанной модели (в виде одиночного стержня) выполнен ряд численных экспериментов, показывающих:

- возможность упрощения модели за счет задания в качестве источников поля одинаковых значений сторонних токов в элементарных проводниках независимо от их исходного положения. В случае идеальной транспозиции расхождение методик отсутствует;

- приемлемость применяемой методики в случае влияния перехода проводников при транспозиции. Расхождение составляет 0.25%;

- инженерную точность результатов в случае допущения о не влиянии ротора на результаты моделирования при соотношении параметра $\delta/b_{\text{п}} > 0.6$. Расхождение составляет менее 2%.

Результаты сравнительного анализа результатов расчета показывают приемлемость предлагаемой методики, а методика может быть рекомендована при расчете потерь якорей транспонированных обмоток переменного тока при проектировании и анализе электрических машин.

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда № 24-28-01796, <https://rscf.ru/project/24-28-01796/>.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Haldemann J.* Transposition in Stator Bars of Large Turbogenerators, IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 19, № 3, Sept., 2004, pp. 555–560.
2. *Бобков Ю.А.* Метод исследования транспозиции проводников стержня обмотки статора по обобщенным схемам. Электричество, 1987. № 8.
3. ELCUT: Моделирование электромагнитных, тепловых и упругих полей методом конечных элементов. Версия 6.6. Руководство пользователя / ООО “Тор”. – [б. м.]: Издательские решения, 2023. 290 с.
4. *Титов В.В., Хуторецкий Г.М.* и др. Турбогенераторы. Расчет и конструкция. Л.: Энергия, Ленинградское отделение, 1967. – 895 с.
5. Теоретические основы электротехники: В 3-х т. Уч-к для вузов. Том 3. 4-е изд. / К.С. Демирчян, Л.Р. Нейман, Н.В. Коровкин, В.Л. Чечурин. СПб.: Питер, 2003. 377 с.: ил.
6. *Смирнов А.Ю.* Анализ магнитоэлектрических машин с преобразованием энергии на высшей гармонике поля якоря. Электричество, 2014. № 9, С. 60–65.
7. *Каппес А.Д., Апросин К.И.* Исследование процессов в синхронных генераторах при внутренних коротких замыканиях. Электричество, 2020. № 9, С. 45–53.
8. *Грачев П.Ю., Табачинский А.С.* Применение метода конечных элементов для расчета активного сопротивления обмоток электрических машин, Электричество, 2019. № 12, С. 35–41.
9. *Бутырин П.А., Дубицкий С.Д., Коровкин Н.В.* Численное моделирование электромагнитных полей: мультифизические задачи, инструментарий и обучение. Электричество, 2019. № 6, С. 51–58.

Development of Method to Calculate the Distribution of the Magnetic Field, Currents and Losses in Transposed Bars of Armature Winding

E. F. Kadi-Ogly¹, N. V. Korovkin^{2,*}, I. V. Ilin²

¹*AAEM JSC, Saint-Petersburg, Russia*

²*Peter the Great St.-Petersburg Polytechnic University, Saint-Petersburg, Russia*

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

This paper describes a method to calculate the distribution of the magnetic field, currents and losses in the slot parts of electrical machines armature winding bars. The method is based on finite-element-analysis modelling of the AC magnetic field in 2D formulation with an associated electrical circuit using the ELCUT software suite. The method assumes ideal transposition of the strands along the length of the slot portion of the bar, and considers the features of the machine slot geometry and arrangement of the winding in the armature slots. The electrical circuit simulates the connection of the strands in the armature winding considering their positions along the bar length. A comparative analysis of the results obtained from the dedicated numerical studies allowed to evaluate the impact on the calculation results from different conditions such as the position of transposed strands along the length of the machine and the need to consider the presence of the simulated rotor. The analysis was carried out by comparing the power performances, i.e. the ohmic and stray losses and their ratio. This method

could be recommended for calculating of the losses of transposed AC windings in the design and analysis of electrical machines.

Keywords: electrical machine, armature winding, strands transposition, simulation of alternative current magnetic field, simulation of processes in strands, field circuit formulation

УДК 621.039

О ПОВЫШЕНИИ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМЫ АВАРИЙНОГО РАСХОЛАЖИВАНИЯ БЫСТРОГО НАТРИЕВОГО РЕАКТОРА БОЛЬШОЙ МОЩНОСТИ

© 2024 г. В. И. Рачков*, Ю. С. Хомяков, Ю. Е. Швецов

Акционерное общество “Прорыв”, Москва, Россия

**e-mail: rvi@pnproryv.ru*

Поступила в редакцию 20.11.2023 г.

После доработки 19.07.2024 г.

Принята к публикации 22.07.2024 г.

Реакторные установки проекта “ПРОРЫВ” позиционируются как основа для крупномасштабной ядерной энергетики естественной безопасности России, что, в частности, подразумевает “исключение аварий на АЭС, требующих эвакуации, а тем более отселения населения”, в том числе и при множественных исходных отказах. Одной из ключевых проблем при обосновании безопасности является задача отвода тепла остаточного энерговыделения от активной зоны и предотвращения недопустимого перегрева твэлов. На базе расчетных исследований с помощью инженерного теплогидравлического кода показано, как за счет изменения конструкции верхней камеры повысить эффективность отвода тепла от активной зоны быстрого натриевого энергетического реактора в режиме расхолаживания.

Ключевые слова: быстрый реактор, жидкометаллический теплоноситель, аварии, остаточное энерговыделение, отвод тепла, проект “Прорыв”

DOI: 10.31857/S0002331024030067

ВВЕДЕНИЕ

Ядерные реакторы на быстрых нейтронах выбраны в качестве основного элемента новой комплексной технологической платформы, предназначенной для решения в едином ядерно-энергетическом комплексе не только задачи по безопасной выработке электроэнергии, но и задачи по переработке и рефабрикации ядерного топлива внутри замкнутого топливного цикла. Данная задача реализуется РОСАТОМом в рамках инновационного проекта “ПРОРЫВ” [1–4]. В качестве одного из базовых реакторов проекта выбран охлаждаемый натрием реактор большой мощности. Применительно к данному реактору, как и для других энергетических реакторов, остается актуальной проблема отвода тепла остаточного энерговыделения от активной зоны при аварийных ситуациях, приводящих к отказу штатных систем теплоотвода. Причем сложности данной задачи возрастают с ростом мощности реактора.

Проблема поиска оптимального варианта конструкции системы аварийного отвода тепла применительно к быстрым реакторам большой мощности, охлаждаемым жидкометаллическим теплоносителем, имеет длительную историю как в России, так и за рубежом. Отвод тепла остаточного энерговыделения от реактора может осуществляться через основную систему отвода тепла либо через отдельную независимую петлю теплообмена. В последнем случае это возможно

- 1) посредством аварийных теплообменников (АТО), погруженных в верхнюю камеру реактора со сливом охлажденного теплоносителя обратно в верхнюю камеру (система DRACS – Direct Reactor Auxiliary Cooling System);
- 2) посредством АТО, погруженных в верхнюю камеру реактора со сливом охлажденного теплоносителя через отдельный трубопровод с обратным клапаном непосредственно в напорную камеру реактора (система DRACS-RV – Direct Reactor Auxiliary Cooling System with Reverse Valve));
- 3) посредством АТО, размещенных в объеме промежуточного теплообменника (система PRACS – Primary Reactor Auxiliary Cooling System);
- 4) посредством петли, “навешенной” на 2-й контур (система IRACS – Intermediate Reactor Auxiliary Cooling System).

Известны также схемы с отводом тепла остаточного энерговыделения за счет организации обдува воздухом корпуса реактора (система RVACS – Reactor Vessel Auxiliary Cooling System), обдува трубопроводов первого и второго контура, парогенератора, однако такой способ может применяться для реакторов не слишком большой мощности, либо как дополнительный.

Сравнительный анализ различных схем САОТ [5] показал, что наибольшей эффективностью с точки зрения отвода тепла обладает схема 4, когда контур САОТ подключен ко второму контуру. Почти такой же эффективностью обладает и схема варианта 2, когда выход АТО “замкнут” на напорную камеру через обратный клапан.

Вариант схемы расхолаживания 1 с помощью погружных АТО обладает меньшей эффективностью, хотя отвод мощности остаточного энерговыделения от активной зоны и обеспечивался при относительно более высоком уровне температур. В [6] на примере реактора мощностью 1200МВт (эл) расчетным образом было показано, что данный проигрыш в эффективности приводит к росту максимальной температуры оболочки, достигаемой в переходном процессе, и составляет 70–80°С. Тем не менее в большинстве современных проектов быстрых энергетических реакторов отдается предпочтение схеме с погружными АТО по варианту DRACS. Один из важных аргументов в пользу данной схемы является тот факт, что она построена на пассивных элементах, не имеющих движущихся частей, и значит обладает повышенной надежностью. Поэтому задача повышения эффективности данного типа САОТ является актуальной, и ниже предлагается один из вариантов, как эту задачу можно решить.

Типичная конструкция системы аварийного отвода тепла (САОТ) с погружными теплообменниками (DRACS) представляет собой независимую петлю теплоотвода, включающую в себя аварийный теплообменник, погруженный в верхнюю камеру реактора, и воздушный теплообменник (ВТО), в котором тепло передается от натрия промежуточного контура воздуху, который затем сбрасывается в атмосферу через вытяжную трубу. Поступление воздуха в ВТО регулируется шиберами, которые могут действовать как по активному, так и по пассивному принципу.

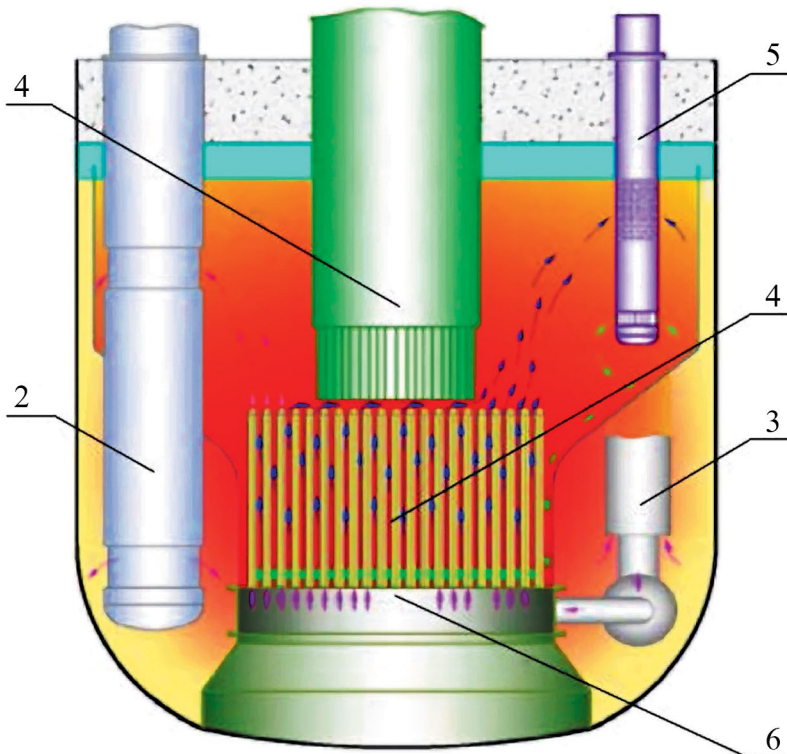


Рис. 1. Схема циркуляции натрия в реакторе в режиме расхолаживания по схеме DRACS: 1 – активная зона; 2 – промежуточный теплообменник; 3 – циркуляционный насос 1-го контура; 4 – колонна СУЗ; 5 – аварийный теплообменник.

При вводе системы расхолаживания в действие шиберы открываются, и по промежуточному и воздушному контурам САОТ развивается естественная циркуляция. Внутри реактора тоже формируется контур циркуляции, как это показано на рис. 1. Горячий натрий из активной зоны поступает в верхние окна АТО и, охладившись, сливается через выходные окна в нижнюю часть верхней камеры, а затем в активную зону. Еще один контур циркуляции образуется через промежуточный теплообменник. Отвод тепла от твэлов осуществляется двумя параллельными потоками. Часть “холодного” натрия образует поток с опускным движением в периферийных сборках активной зоны и сборках защиты, который поступает в напорный коллектор, а затем внутрь ТВС. Другая часть натрия поступает в межпакетное пространство. Таким образом, отвод тепла от твэлов осуществляется параллельно двумя путями – за счет передачи тепла натрию, движущемуся внутриборок, и передачи тепла теплопроводностью через чехлы ТВС натрию, движущемуся в межпакетном пространстве активной зоны. Какая именно доля тепла отводится тем или иным контуром циркуляции зависит от особенностей конструкции реактора. От распределения этих потоков зависит и эффективность отвода тепла остаточного энерговыделения от активной зоны. Под эффективностью понимается уровень теплоотвода, при котором при переходе в режим расхолаживания обеспечиваются минимальные значения температуры в элементах конструкции реактора и в первую очередь, в активной зоне.

Поиск наиболее эффективного варианта осуществляется на базе параметрических расчетов динамики параметров быстрого натриевого реактора большой мощности при переходе в режим расхолаживания при вариациях конструкции верхней камеры реактора. Расчетный анализ выполнен с помощью российского инженерного тепло-гидравлического кода “улучшенной оценки” GRIF [7], [8].

I. Краткое описание кода GRIF и модели реактора

Расчетный анализ эффективности выполнялся с помощью российского инженерного тепло-гидравлического кода “улучшенной оценки” GRIF. GRIF – это однофазный комплексный тепло-гидравлический код, предназначенный для расчета динамики тепло-гидравлических параметров в жидкометаллическом ядерном реакторе как в стационарных, так и в переходном режимах. Особенностью кода является его способность моделировать процессы теплообмена в реакторе, включая межпакетное пространство активной зоны, в трехмерном приближении. Данная особенность кода особенно важна при моделировании тепло-гидравлических процессов в реакторе при переходе в режим расхолаживания для варианта конструкции САОТ типа DRACS, поскольку в этом случае значительная доля натрия, охлажденного в АТО (до 70 % [9]), поступает в МПП и обеспечивает отвод части выделяющегося тепла от активной зоны именно за счет циркуляции теплоносителя в межпакетном пространстве.

Код содержит следующие основные модули:

- трехмерную тепло-гидравлическую модель для расчета полей скорости натрия, давления и температуры в первом контуре реактора, основанная на модели “пористого тела”;
- трехмерную модель для расчета полей скорости натрия, давления и температуры в межпакетном пространстве активной зоны;
- набор 1D, 2D и 3D моделей для вычислений температурных полей в “непроницаемых” элементах (твэлах, чехлах ТВС и т.д.);
- тепло-гидравлическую модель промежуточного и аварийного теплообменников;
- модель насоса первого контура;
- 1D модель второго контура;
- 1D модель системы аварийного отвода тепла от реактора;
- точечную модель нейтронной кинетики.

Основу программы составляет тепло-гидравлический модуль, в котором рассчитываются трехмерные поля скорости давления и температуры теплоносителя первого контура в цилиндрической геометрии. Система уравнений теплообмена включает в себя уравнения баланса массы, импульса и энергии, записанные в рамках модели пористого тела. Жидкость считается несжимаемой, эффекты стратификации учитываются в приближении Буссинеска.

Аналогичная система уравнений решается для межпакетного натрия. Сшивка решений обеих систем уравнений осуществляется на внешнем контуре подобласти, моделирующей активную зону, поскольку только на ее границах осуществляется слияние двух потоков натрия, основного потока, проходящего через сборки и потока, движущегося через МПП. Обмен теплом между потоками через стенки чехлов ТВС осуществляется и учитывается по всему объему активной зоны.

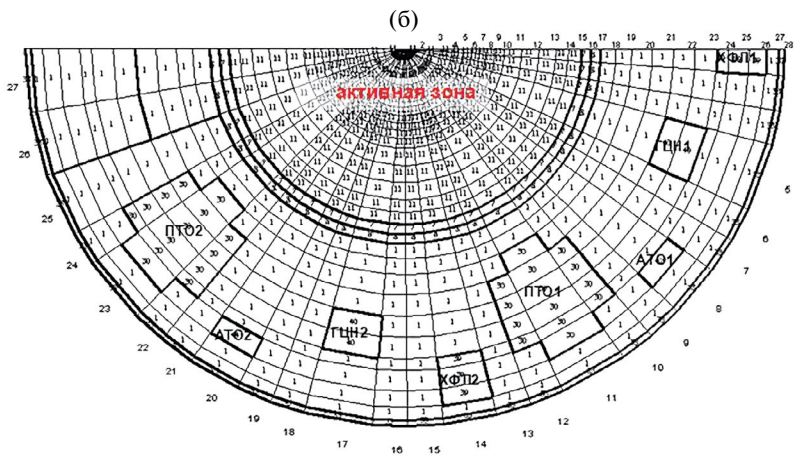
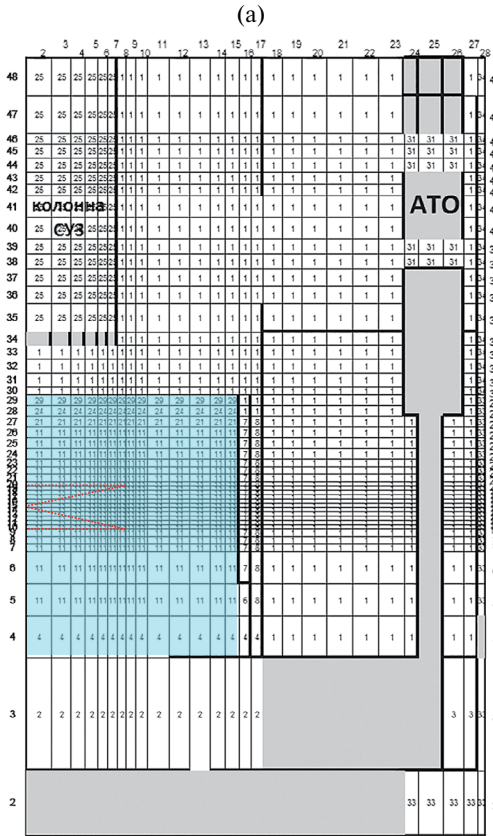


Рис. 2. Вертикальное (а) и горизонтальное (б) сечения расчетной области реактора.

Для определения максимальной температуры оболочки твэла в соответствующем модуле кода для каждого “канала”, на которые разбита активная зона, решается уравнение теплопроводности для принадлежащего “каналу” твэлу, и затем выбирается максимальное значение.

Код GRIF верифицирован на обширном экспериментальном материале, включая экспериментальные данные, полученные в реакторных экспериментах на отечественных (БН-600) и зарубежных (MONJU, (PHENIX) [10], [11] быстрых натриевых реакторах и аттестован [12].

II. Модель реактора

Расчетный анализ выполнен для быстрого энергетического реактора мощностью 3000 МВт (тепл.). Реактор имеет интегральную четырех-петлевую компоновку. Отвод тепла остаточного энерговыделения осуществляется по варианту DRACS через четыре петли САОТ.

При составлении расчетной области, исходя из особенностей поставленной задачи, а именно, длительности подлежащего анализу процесса, основной акцент был сделан на то, чтобы с одной стороны наиболее точно выполнить моделирование всех наиболее существенных элементов реактора, а с другой – сделать это наиболее экономно, используя разностную сетку с минимальным количеством ячеек.

На рис. 2 представлены продольный и поперечный разрезы реактора в отдельных сечениях. На продольном разрезе голубым цветом выделена подобласть, в которой натрий движется одновременно внутри ТВС и в межпакетном пространстве.

Реактор в азимутальном направлении имеет конструкцию, близкую к симметричной с углом симметрии 180° . Поэтому расчетная область (рис. 2б) также представляет собой сектор с раствором угла 180° . Сектор включает в себя 2 промежуточных теплообменника (ПТО), 2 насоса первого контура, 2 аварийных теплообменника (АТО) и $1 + \frac{1}{2}$ часть холодной ловушки (ХФЛ).

Сектор покрыт неравномерной разностной сеткой размерностью $27 \times 47 \times 26$ соответственно в r , z и ϕ направлениях.

III. Динамика параметров реактора при переходе в режим расхолаживания

В качестве исходного события рассматривается потеря системного и надежного электроснабжения, в результате чего:

- отключаются циркуляционные насосы первого и второго контура, и циркуляция в них определяется сначала выбегом насосов, а затем естественной конвекцией;
- сбрасываются стержни аварийной защиты, и мощность быстро снижается до уровня остаточного энерговыделения;
- отключаются шиберы ВТО, и вводится в действие САОТ.

В первые секунды процесса динамика температуры в активной зоне (рис. 3) определяется отношением мощности реактора при сбросе стержней аварийной защиты и расхода теплоносителя по первому контуру, снижающегося в соответствии с кривой выбега ГЦН. Следующая стадия переходного процесса, длящаяся несколько сотен секунд, связана с перестройкой структуры течения в активной зоне и первом контуре. Вследствие остановки насоса второго контура и снижения теплоотвода “горячий”

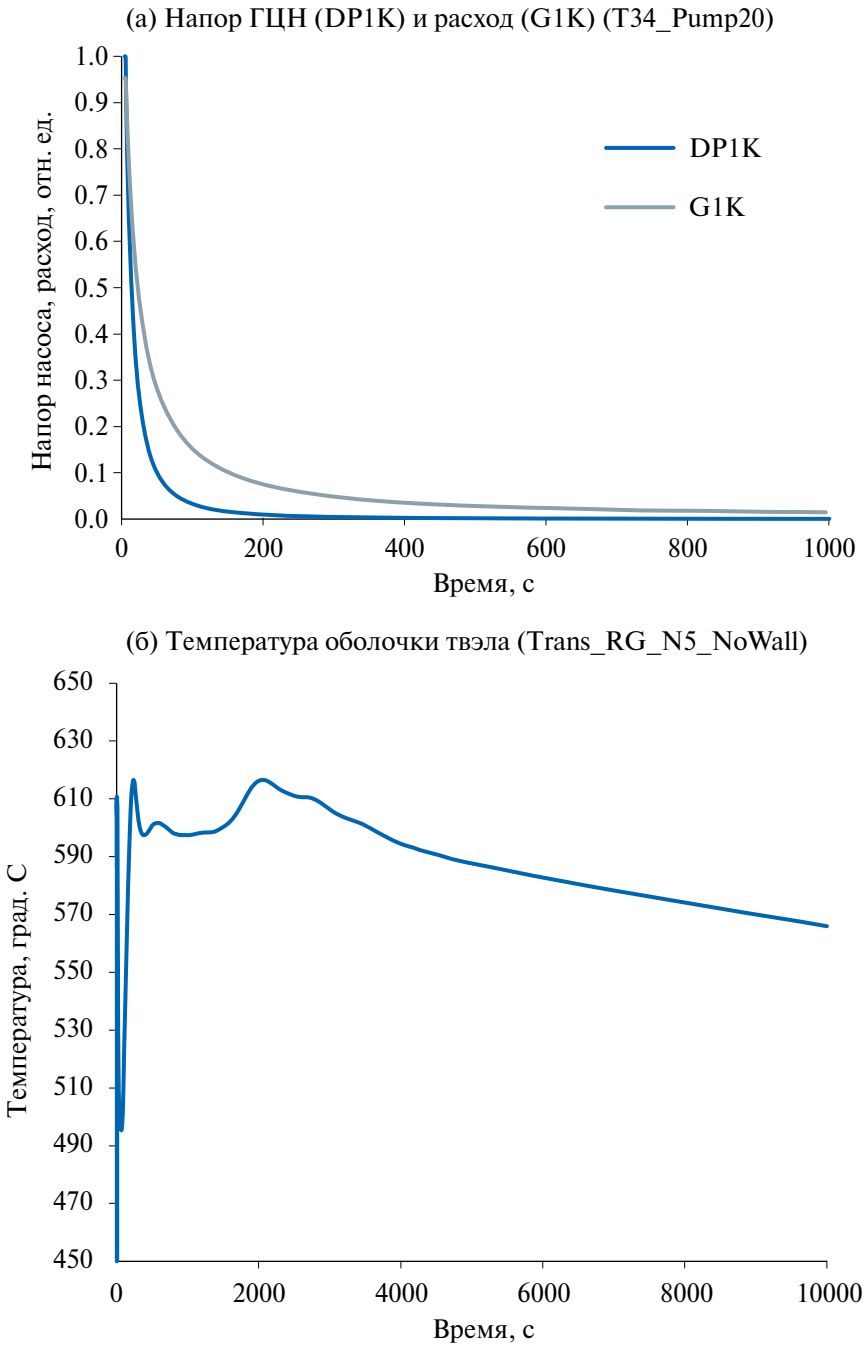


Рис. 3. Динамика напора ГЦН и расхода по 1-му контуру (а) и максимальной температуры оболочки твэла (б) при переходе в режим расхолаживания.

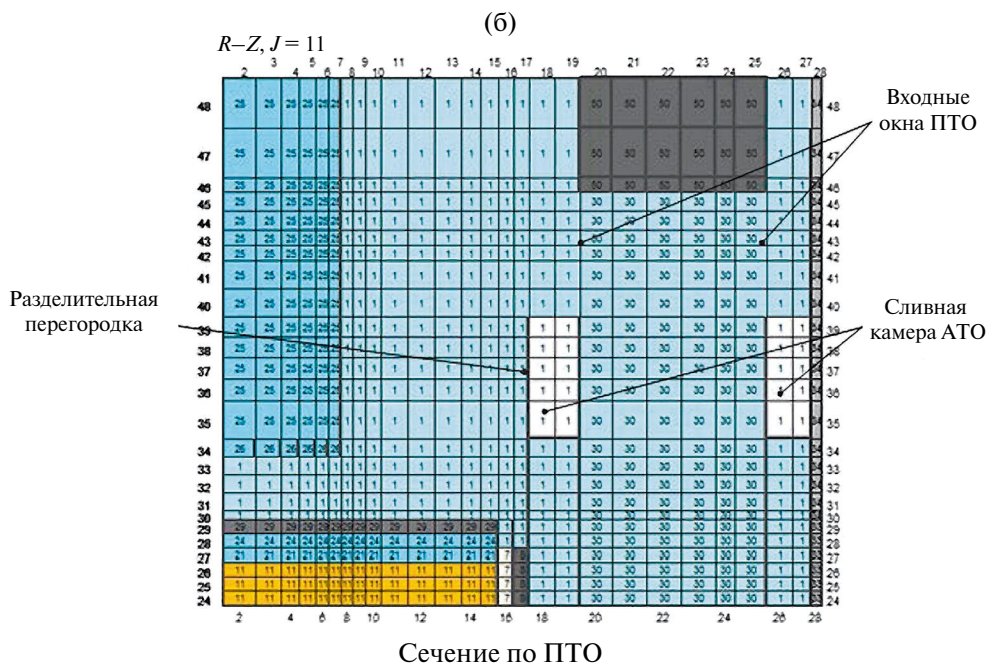
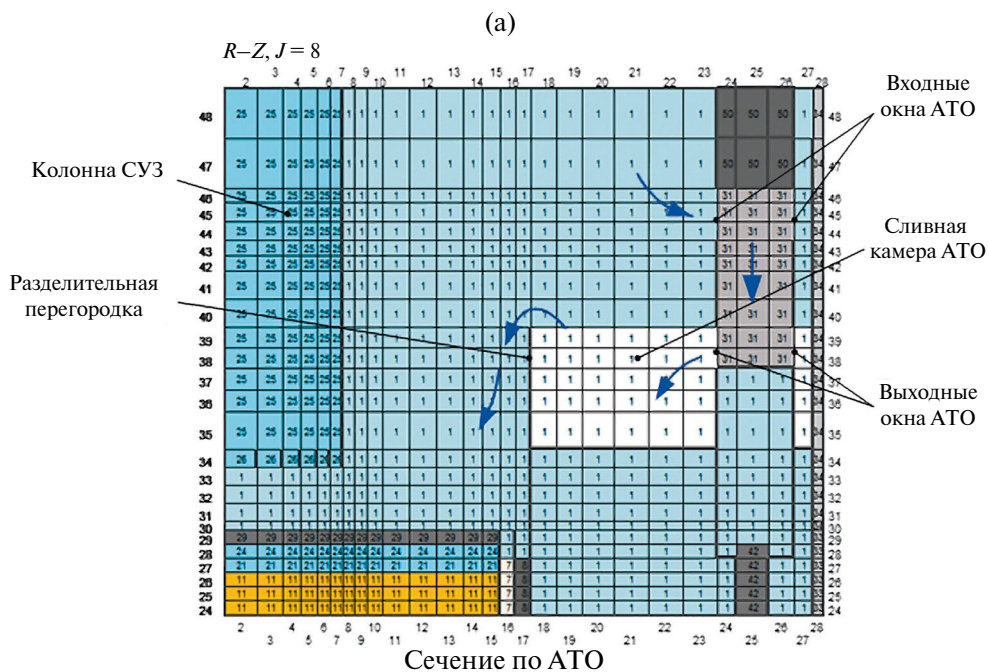


Рис. 4. Расположение сливной камеры АТО.

теплоноситель начинает заполнять опускающую ветвь первого контура, что приводит к снижению напора естественной циркуляции, снижению расхода по первому контуру и очередному всплеску температуры. После 2000-й секунды наступает стадия квазистационарного расхолаживания, в ходе которой структура течения в реакторе меняется незначительно, а монотонное снижение температуры определяется спадом уровня остаточного энерговыделения в активной зоне.

IV. Повышение эффективности САОТ за счет изменения конструкции верхней камеры

Повышение эффективности теплоотвода САОТ типа DRACS (классическая схема с расхолаживанием через МПП) может быть достигнуто за счет организации в верхней камере реактора отдельной сливной камеры для АТО. Это может быть сделано за счет введения в конструкцию вертикальной цилиндрической перегородки, разделяющей верхнюю камеру на две части.

Вариант расположения такой перегородки и сливной камеры АТО для случая, когда высота перегородки совпадает с положением нижней кромки входных окон ПТО, показан на рис. 4. Введение такой камеры должно привести к перераспределению потока холодного теплоносителя, истекающего из выходных окон АТО в пользу тракта через ПТО и ГЦН. Если ранее значительная часть холодного потока натрия сливалась в верхнюю камеру и далее в сборки защиты а.з. и в МПП, то при наличии сливной камеры этот поток может быть перенаправлен через ПТО и ГЦН на вход активной зоны. Данный вариант конструкции САОТ будем называть DRACS-OC (Direct Reactor Auxiliary Cooling System with Overflow Chamber).

На рис. 5а приведены результаты расчета динамики максимальной температуры оболочки твэла при переходе в режим расхолаживания при различных значениях относительной высоты перегородки h , а на рис. 5б показана динамика расхода через одну из петель первого контура. Относительная высота перегородки h отсчитывается от днища сливной камеры АТО и представляет собой отношение ее высоты к разнице высотных отметок, на которых находятся нижняя кромка входных окон ПТО и днище сливной камеры – H . Характер процесса существенно зависит от высоты разделительной перегородки. Он резко меняется, когда эта высота становится больше высоты нижней кромки входных окон ПТО. В первую очередь увеличивается циркуляции по основному тракту (через ПТО и ГЦН) (рис. 6а). Это происходит за счет поступления все большей доли “холодного” теплоносителя из АТО во входные окна ПТО, охлаждения опускающей ветви тракта циркуляции и соответствующего увеличения напора естественной циркуляции. Также происходит перестройка картины течения в “активной зоне” и МПП. При отсутствии разделительной перегородки в периферийных ТВС образуется зона “опрокидывания” циркуляции, в которой теплоноситель движется сверху вниз. Однако по мере увеличения высоты сливной камеры АТО “расход опрокидывания” снижается, а когда высота камеры достигает уровня нижней кромки входных окон ПТО, этот расход и вовсе обращается в нуль (рис. 6б). Увеличение высоты сливной камеры приводит также и к снижению циркуляции в межпакетном пространстве (рис. 7). В целом такая перестройка расходов сказывается на величине максимальной температуры оболочки (рис. 8). В итоге выигрыш в максимальной температуре оболочки за счет формирования сливной камеры АТО составляет 60–70°C.

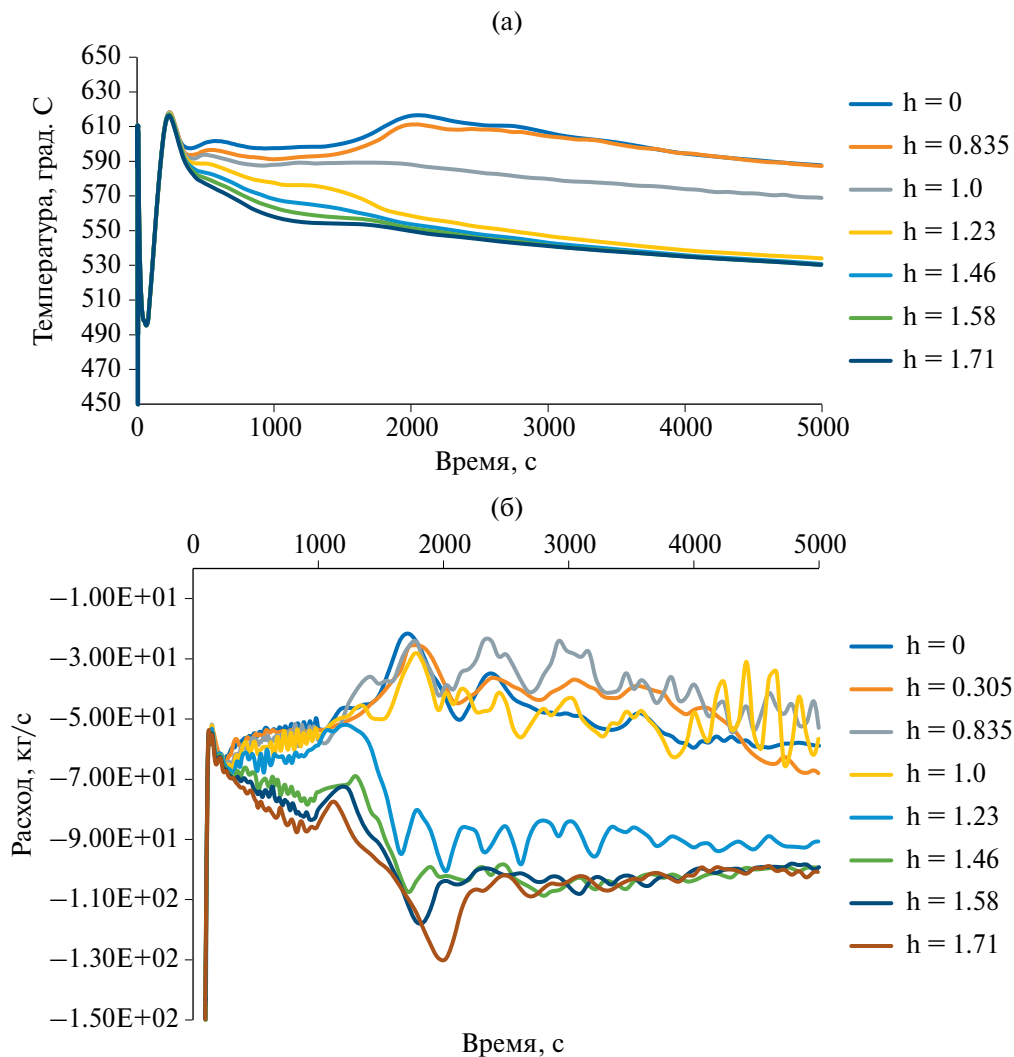


Рис. 5. Динамика максимальной температуры оболочки твэла (а) и расхода по 1-ому контуру (б) при различных значениях высоты разделительной перегородки.

V. Альтернативные варианты конструкции САОТ. Сравнение по эффективности

Предложенный вариант конструкции САОТ – DRACS-OC сравнивается по эффективности теплоотвода с ранее известными схемами DRACS, DRACS-RV, IRACS на рис. 9 по максимальной температуре оболочки твэла. В варианте конструкции САОТ со сливной камерой АТО эффективность расхолаживания оказывается выше, чем в схеме с расхолаживанием через второй контур IRACS и существенно приближаются к варианту DRACS-RV (с обратным клапаном). Отличие от проектного варианта составляет всего 25°C .

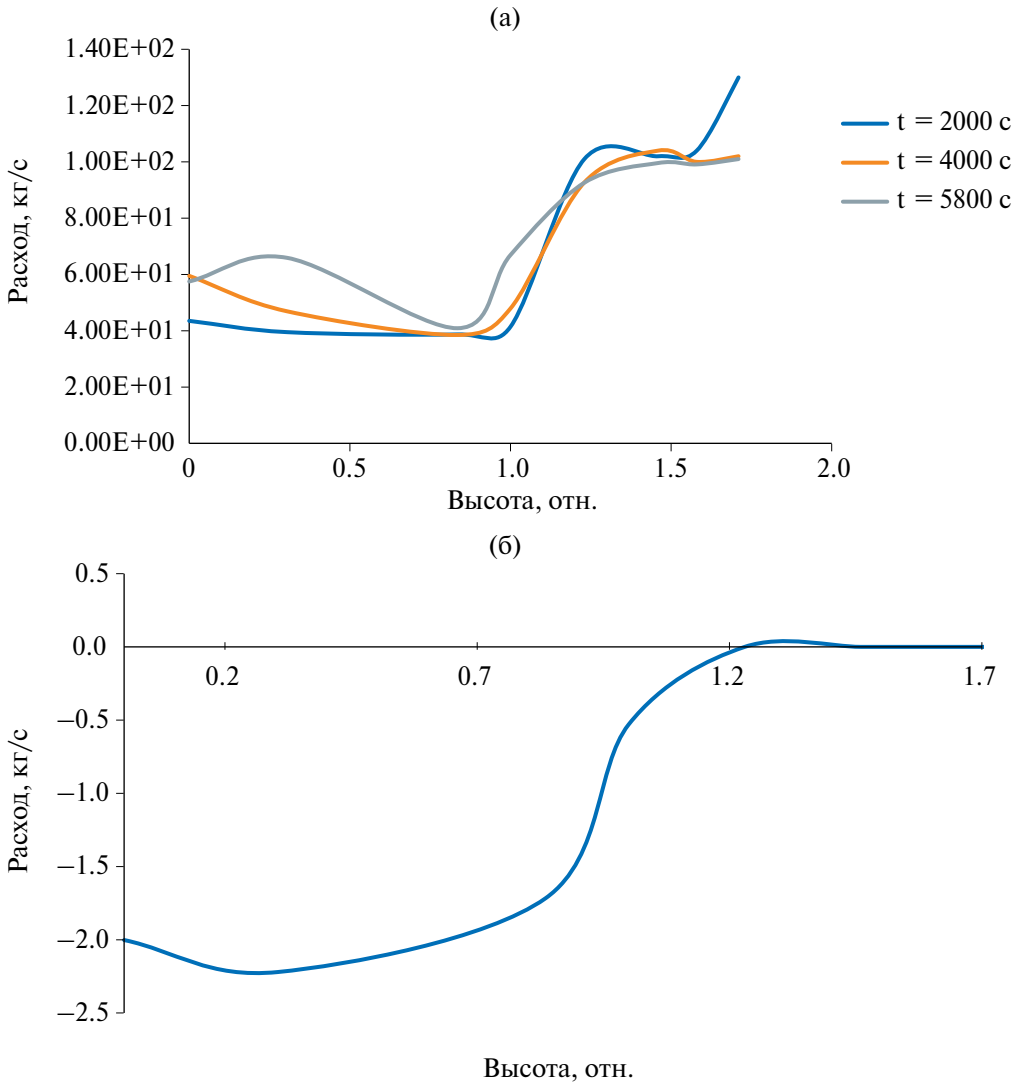


Рис. 6. Зависимость относительного расхода натрия через ПТО (а) и суммарного расхода “опрокидывания” через ТВС (б) от высоты разделяющей перегородки.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Расчетами показано, что введение в конструкцию верхней камеры реактора разделяющей перегородки, организующей отдельную сливную камеру для АТО, позволяет увеличить эффективность отвода тепла остаточного энерговыделения от активной зоны и тем самым снизить значение максимальной температуры оболочки твэлов на $60\text{--}70^\circ\text{C}$. Таким образом предложен новый вариант конструкции схемы расхолаживания для натриевого реактора большой мощности – схема САОТ со сливной камерой АТО, который обладает высокой эффективностью теплоотвода и в

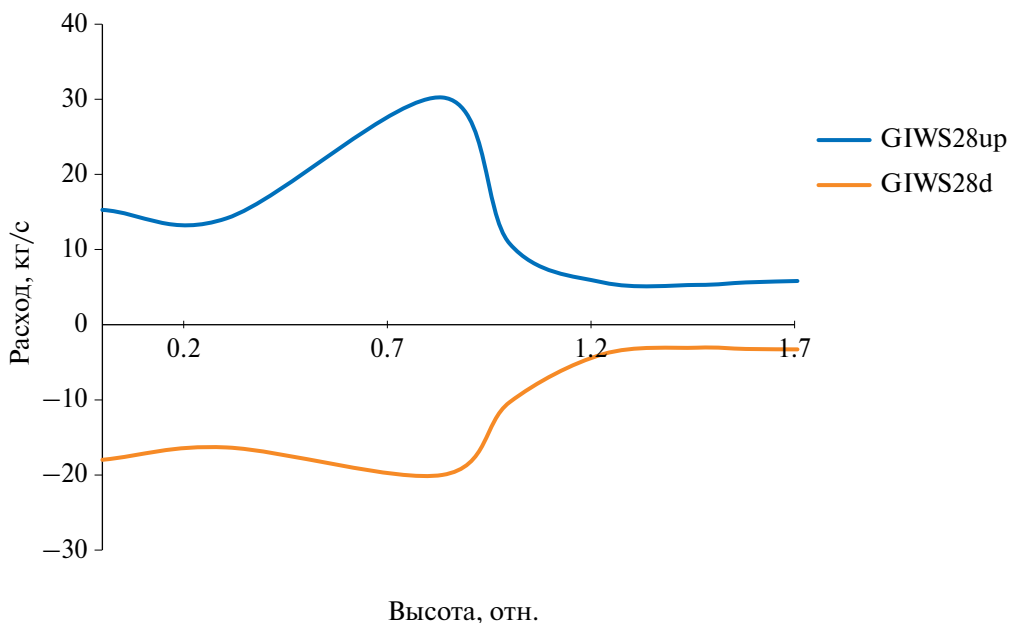


Рис. 7. Подъемный GIWS28up и опускной GIWS28d расходы через МПП на уровне верхнего торца “активной зоны”.

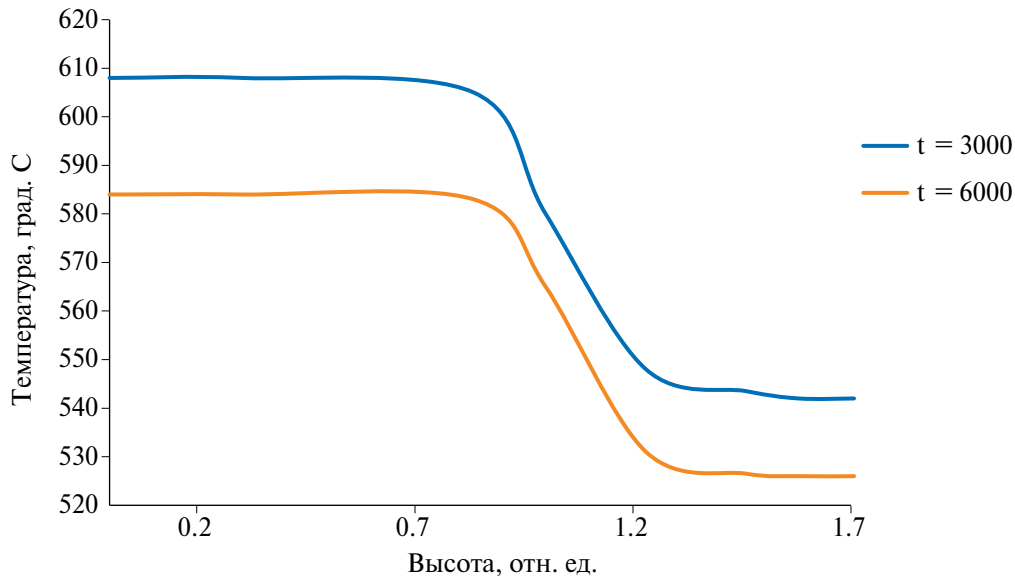


Рис. 8. Зависимость максимальной температуры оболочки твэла от высоты разделительной перегородки.

то же время не требует введения в конструкцию дополнительной петли, оснащенной обратным клапаном. Схема обладает повышенной надежностью, поскольку пассивное подключение петель, работающих по принципу расхолаживания через МПП, не

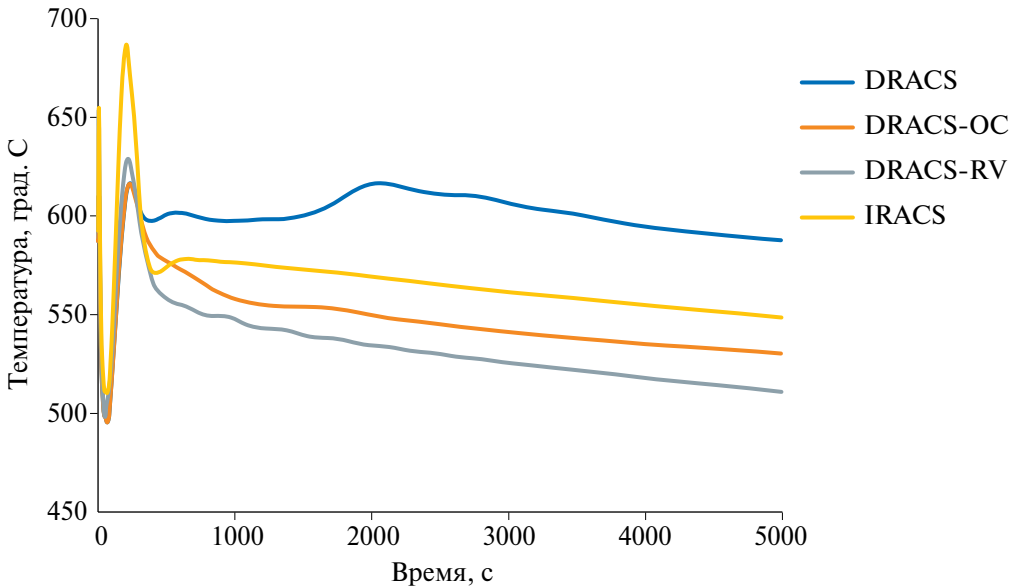


Рис. 9. Динамика максимальной температуры оболочки твэла при различных вариантах конструкции САОТ.

требует вовлечения в процедуру запуска механических движущихся частей в натриевых контурах, что удовлетворяет принципу диверсификации систем безопасности.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Rachkov V.I., Adamov E.O., Lopatkin A.V., Pershukov V.A., Troyanov V.M.* Fast Reactor Development Program in Russia. Int. conf. on Fast Reactors and Related Fuel Cycles: Safe Technologies and Sustainable scenarios, FR-13. 4–7 March 2013, Paris, France.
2. Концептуальные положения стратегии развития ядерной энергетики России в перспективе до 2100 г. Адамов Е.О., Джаловян А.В., Лопаткин А.В., Молоканов Н.А., Муравьев Е.В., Орлов В.В., Калякин С.Г., Рачков В.И., Троянов В.М., Аврорин Е.Н., Иванов В.Б., Алексахин Р.М. — М.: НИКИЭТ, 2012. 61 с.
3. *Рачков В.И.* Разработка технологий закрытого ядерного топливного цикла с быстрыми реакторами для крупномасштабной ядерной энергетики // Известия вузов. Ядерная энергетика. 2013. № 3. С. 5–14.
4. *Говердовский А.А., Калякин С.Г., Рачков В.И.* Альтернативные стратегии развития ядерной энергетики в XXI в. // Теплоэнергетика. 2014. № 5. С. 3–20.
5. *Shvetsov Iu.E., Ashurko Iu.M., Osipov S.L., Gorbunov V.S.* Comparative Analysis of Effectiveness of Various Emergency Core Cooling System Design Options for Sodium Fast Reactors of High Power. International Conference on FAST REACTORS AND RELATED FUEL CYCLES: Safe Technologies and Sustainable Scenarios. FR13, 4–7 March 2013 Paris, France.
6. *Адамов Е.О., Рачков В.И., Хомяков Ю.С., Швецов Ю.Е.* О возможных технических решениях по аварийному отводу остаточного тепловыделения в быстрых реакторах, охлаждаемых жидким металлом. Изв. РАН. Энергетика. 2019, № 2, С. 1–16.

7. GRIF and HYDRON – 3D Codes for Analysis of Thermal and Hydraulics Parameters of Reactors with 1-Phase Incompressible coolant/ Shvetsov Yu.E., Volkov A.V. / Report 10-th International Meeting of IAHR Working Group on Advanced Nuclear Reactors Thermal Hydraulics. Obninsk, Russia, 2001, July 17–19.
8. Кузнецов И.А., Поплавский В.М. Безопасность АЭС с реакторами на быстрых нейтронах. Москва. ИздАТ, 2012 г.
9. Kuznetsov I.A., Shvetsov Yu.E. Calculation of thermal-hydraulic parameters of fast neutron with account of inter-fuel-assembly space influence / Book of extended synopses Intern meeting FR09, Kyoto, Japan, Dec. 7–11, 2009. IAEA, 2009. CN-176. P. 483.
10. Ohira H., Xu Y., Bieder U., Velusamy K., Benchmark H. Analyses of Sodium Natural Convection in the Upper Plenum of the MONJU Reactor Vessel. International Conference on FAST REACTORS AND RELATED FUEL CYCLES: Safe Technologies and Sustainable Scenarios. FR13, 4–7 March 2013. Paris, France.
11. Tenchine D., Pialla D., Fanning T.H. International benchmark on the natural convection test in Phenix reactor. Nuclear Engineering and Design, Volume 258, May 2013, P. 189–198.
12. Аттестационный паспорт программы для электронных вычислительных машин. Программное средство для моделирования теплогидравлических параметров быстрых реакторов с натриевым теплоносителем. Версия 1.0. (GRIF). Рег. № 506 от 14 декабря 2020 г.

Decay Heat Removal For LMFR Under Accidents

V. I. Rachkov*, Yu. S. Khomyakov, Yu. E. Shvetsov

JSC “PRORYV”, Moscow, Russia

*e-mail: rvi@pnproryv.ru

Nuclear reactors of “Proryv” project are positioned as the basis for large scale nuclear energetics with inherent safety, which in particular means “eliminating accident at NPP that require evacuation let alone resettlement of population”, which includes cases of multiple malfunctions. The decay heat removal from the reactor core and prevention of the fuel pins overheating is one of first key questions of safety justification problem. On the base of parametric study using engineering thermal-hydraulics code it is shown how to advance efficiency of decay heat removal through modification of reactor upper plenum design.

Keywords: fast reactor, liquid metal coolant, accidents, decay heat removal, BREST, BN-1200, “Proryv” project

УДК:621.039.7:629.7.036.064

О ВЛИЯНИИ УДЕЛЬНОГО ТЕПЛОВЫДЕЛЕНИЯ СМЕСИ РАДИОНУКЛИДОВ НА ОТНОСИТЕЛЬНУЮ МАССУ ТРАНСПОРТИРУЕМОГО В РЕЖИМЕ “САМОДОСТАВКА” ОТРАБОТАННОГО ЯДЕРНОГО ТОПЛИВА ПРИ КОСМИЧЕСКОМ ЗАХОРОНЕНИИ

© 2024 г. А. В. Онуфриев*, В. В. Онуфриев, В. В. Перевезенцев, С. Н. Дмитриев

Федеральное 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 02.12.2023 г.

После доработки 19.07.2024 г.

Принята к публикации 22.07.2024 г.

Вопросы утилизации радиоактивных отходов (РАО) в настоящее время являются одной из серьезных экологических задач. Одним из способов утилизации может стать космическое захоронение РАО, что обеспечивает снижение загрязненности Земли. В работе рассмотрены вопросы транспортировки РАО, представляющих смесь изотопов отработанного ядерного топлива (ОЯТ), выполнены оценки массоэнергетических затрат на транспортировку ОЯТ с помощью электроракетных двигателей (ЭРД). Рассмотрен вариант, в котором транспортируемая смесь изотопов ОЯТ является одновременно полезной нагрузкой и источником энергии – “самодоставка”. Получены соотношения для расчета относительной массы транспортируемого ОЯТ при различных параметрах.

Ключевые слова: отработанное ядерное топливо, тепловыделение, энергодвигательная установка, электроракетный двигатель, термоэлектрический преобразователь, холодильник-излучатель, удельный импульс, характеристическая скорость

DOI: 10.31857/S0002331024030077

ВВЕДЕНИЕ

За все время работы ядерных реакторов было произведено 370 тыс. т отработавшего ядерного топлива [1]. Большую часть из этой массы отходов можно использовать повторно, однако до сих пор отсутствует простое решение проблемы изоляции или переработки особо опасных РАО. Актиниды ^{241}Am , ^{244}Cm , ^{237}Np , ^{94}Tc и другие долгоживущие продукты деления, ^{129}I способны проникать через среды захоронения, активно воздействовать на человека через воду и пищу, имеют

большой период полураспада и значительное удельное тепловыделение [2]. По оценкам [3] общая масса таких РАО в мире не превышает 200 т, а их ежегодный прирост составляет до 20 т. При таких масштабах актуален вопрос о возможности эффективного космического захоронения данных отходов.

ХАРАКТЕРИСТИКИ РАДИОНУКЛИДОВ ОТРАБОТАННОГО ЯДЕРНОГО ТОПЛИВА

Радиоактивные отходы классифицируются по агрегатному состоянию, уровню активности и физико-химическому состоянию [4]. По агрегатному состоянию РАО разделяют на жидкие, твердые и газообразные. По уровню активности жидкие радиоактивные отходы разделяют на высокоактивные, среднеактивные и низкоактивные. Твердые радиоактивные отходы разделяют на отходы 1-й группы (слабоактивные), 2-й группы (среднеактивные) и 3-й группы (высокоактивные) [4]. Выделяют РАО, захоронение которых не несет опасности для окружающей среды и человека, и особо опасные РАО – захоронение которых влечет риски, связанные с радиационным заражением и высокие затраты, связанные с захоронением. В табл. 1 и 2 представлена классификация РАО по уровню активности.

Радиоактивные отходы, образующиеся на атомной электростанции (АЭС) в период ее эксплуатации, относятся в основном к низкоактивным РАО и содержат радионуклиды с периодом полураспада менее 30 лет. Высокоактивные радионуклиды АЭС составляют менее 1% от всех РАО [4].

Таблица 1. Классификация жидких РАО по уровню активности [4]

Отходы	Удельная активность, Бк/л (Ки/л)
Низкоактивные	Менее $3.7 \cdot 10^5$ (менее 10^{-5})
Среднеактивные	$3.7 \cdot 10^5 - 3.7 \cdot 10^{10}$ ($10^{-5} - 1$)
высокоактивные	Более $3.7 \cdot 10^{10}$ (более 1)

Таблица 2. Классификация твердых РАО по уровню активности [4]

Группа	Мощность дозы гамма-излучения в 10 см от поверхности, мЗв/ч (мБэр/ч)	Удельная β -активность, Бк/кг (Ки/кг)	Удельная α -активность, Бк/кг (Ки/кг)	Поверхностное загрязнение, частиц/(см ² ·мин)	
				α частицами	β частицами
1	$1.3 \cdot 10^{-3} - 0.3$ (0.13–30)	$7.4 \cdot 10^4 -$ $-3.7 \cdot 10^6$ ($2 \cdot 10^{-6} - 10^{-4}$)	$7.4 \cdot 10^3 -$ $-3.7 \cdot 10^5$ ($2 \cdot 10^{-7} - 10^{-5}$)	$5 \cdot 10^2 - 10^4$	$5 \cdot 10 - 10^3$
2	0.3–10 (30–1000)	$3.7 \cdot 10^6 -$ $-3.7 \cdot 10^9$ ($10^{-4} - 10^{-1}$)	$3.7 \cdot 10^5 -$ $-3.7 \cdot 10^8$ ($2 \cdot 10^{-5} - 10^{-2}$)	$10^4 - 10^7$	$10^3 - 10^6$
3	Более 10 (более 10^3)	Более $3.7 \cdot 10^9$ (более 10^{-1})	Более $3.7 \cdot 10^8$ (более 10^{-2})	Более 10^7	Более 10^6

Таблица 3. Время контролируемого захоронения различных классов РАО [4]

Уровень активности РАО	Время хранения, лет
Низкий и средний	До 300
Высокий	До 1000
РАО, содержащие трансурановые элементы	Более 1000

Радиологическая опасность и, следовательно, время контролируемого хранения для различных РАО определяется степенью их активности и представлено в табл. 3.

Таким образом основная проблема в утилизации РАО приходится на малую долю всех РАО, произведенных АЭС, что дает возможность рассматривать удаления высокоактивных РАО с большим периодом полураспада в космическое пространство.

СОСТАВ И ХАРАКТЕРИСТИКИ РАДИОНУКЛИДОВ ОТРАБОТАННОГО ЯДЕРНОГО ТОПЛИВА

Состав ОЯТ различных реакторов несколько различается и зависит от степени выгорания топлива. Рассмотрим состав ОЯТ типичного реактора типа ВВЭР электрической мощностью 1000 МВт. В таком реакторе при использовании уранового топлива ежегодно образуется 21 т ОЯТ объемом 11 м^3 , что составляет 1/3 часть от общей топливной загрузки [3]. В табл. 4 приведено массовое содержание различных элементов в 1 т ОЯТ сразу после извлечения из реактора.

Таблица 4. Массовый состав 1 т ОЯТ реактора [3]

Изотоп	$^{235}\text{U} + ^{238}\text{U}$	<i>Pu</i>	^{137}Cs	^{90}Tc	^{90}Sr	^{129}I
Масса, кг	950–980	5–10	1.2–1.5	0.8	0.5	0.2
Изотоп	$^{241}\text{Am} + ^{243}\text{Am}$	^{237}Np	^{151}Sm	$^{242}\text{Cm} + ^{244}\text{Cm}$		
Масса, кг	0.1–0.4	0.5	$1.0 \cdot 10^{-2}$	0.6		

Таблица 5. Короткоживущие продукты деления в ОЯТ [4]

Нуклид	$T_{1/2}$	Нуклид	$T_{1/2}$
^{85}Kr	10.8 лет	$^{137\text{m}}\text{Ba}$	156 сут.
^{90}Sr	29.0 лет	^{144}Ce	284.9 сут.
^{90}Y	2.6 сут.	^{144}Pr	17.3 мин.
^{106}Ru	371.8 сут.	^{147}Pm	2.6 лет
^{106}Rh	30.1 сек.	^{154}Eu	8.8 лет
^{134}Cs	2.3 лет	^{155}Eu	4.8 лет
^{137}Cs	26.6 лет		

Таблица 6. Долгоживущие продукты деления [4]

Нуклид	^{79}Se	^{99}Tc	^{93}Zr	^{126}Sn	^{129}I	^{135}Cs
$T_{1/2}$, лет	$3.0 \cdot 10^5$	$2.11 \cdot 10^5$	$1.5 \cdot 10^6$	$2.3 \cdot 10^5$	$1.6 \cdot 10^7$	$2.3 \cdot 10^6$

Таблица 7. Минорные актиноиды

Изотоп	^{237}Np	^{241}Am	^{243}Am	$^{242\text{m}}\text{Am}$	^{242}Cm
$T_{1/2}$, лет	$2.1 \cdot 10^6$	$4.3 \cdot 10^2$	$7.4 \cdot 10^3$	$1.5 \cdot 10^2$	163 (суток)
Изотоп	^{244}Cm	^{245}Cm	^{238}Pu	^{241}Pu	
$T_{1/2}$, лет	18.1	$8.5 \cdot 10^3$	87.7	14.4	

Тепловыделение ОЯТ падает примерно в 100 раз после выгрузки из реактора и определяется в основном продуктами деления. В табл. 5 представлены сравнительно короткоживущие радионуклиды.

В ОЯТ содержатся долгоживущие продукты деления, которые могут представлять опасность из-за своей большей, чем у актинидов мобильности (способности проникать в другие среды, типичный критерий мобильности – растворимость). В табл. 6 представлены долгоживущие продукты деления в ОЯТ.

К актиноидам относятся долгоживущие и относительно долгоживущие изотопы нептуния (^{237}Np), америция (^{241}Am , ^{243}Am) и кюрия (^{244}Cm , ^{245}Cm). В табл. 7 приведен период полураспада долгоживущих минорных актиноидов и изотопов плутония, образующихся в ОЯТ.

УДЕЛЬНОЕ ТЕПЛОЫДЕЛЕНИЕ ПРОДУКТОВ ДЕЛЕНИЯ ОТРАБОТАННОГО ЯДЕРНОГО ТОПЛИВА

Представляют интерес (с точки зрения космического захоронения) радионуклиды, период полураспада которых превышает 1 год (за исключением ^{242}Cm , который непрерывно генерируется в результате распада долгоживущего $^{242\text{m}}\text{Am}$).

В табл. 8 представлены тепловые характеристики продуктов деления и минорных актиноидов.

Изотопы америция ^{241}Am , ^{243}Am и изотопы кюрия ^{242}Cm , ^{244}Cm и ^{245}Cm нарабатываются из изотопа урана ^{238}U . К долгоживущим изотопам америция, нарабатываемым в значимых количествах в реакторах на тепловых нейтронах, относятся изотопы ^{241}Am и ^{243}Am . Изотоп ^{242}Am нарабатывается в существенно меньших количествах, однако его содержание в америции, выделяемом из ОЯТ, может оказывать значительное влияние на характеристики нейтронного излучения материала. В ОЯТ ^{241}Am является доминирующим изотопом и является основным источником гамма-активности и радиотоксичности ОЯТ. Кюрий вносит значительный вклад в гамма-активность, нейтронное излучение и радиотоксичность. Кюрий плохо подходит для трансмутации, поскольку сечения деления и захвата основных изотопов (^{242}Cm и ^{244}Cm) довольно малы.

Таблица 8. Тепловые характеристики продуктов деления ОЯТ [4]

Короткоживущие				Долгоживущие			
Изотоп	$T_{1/2}$, лет	q , Вт/г	Тип	Изотоп	$T_{1/2}$, лет	q , Вт/г	Тип
^{85}Kr	10.8	0.58	β	^{129}I	$1.6 \cdot 10^7$	$2.0 \cdot 10^{-7}$	β
^{137}Cs	30.1	0.27	β	^{135}Cs	$2.3 \cdot 10^6$	$1.8 \cdot 10^{-7}$	β
^{90}Sr	28.8	0.16	β	Минорные актиноиды			
^{106}Ru	1.0	0.20	β	^{237}Np	$2.1 \cdot 10^6$	$2.1 \cdot 10^{-5}$	α
^{147}Pm	2.6	0.34	β	^{241}Am	$4.3 \cdot 10^2$	0.1	α
^{134}Cs	2.3	13.10	β	^{243}Am	$7.4 \cdot 10^3$	$6.6 \cdot 10^{-3}$	α
^{154}Eu	16.0	0.47	β	^{242m}Am	$1.5 \cdot 10^2$	0.3	γ
^{155}Eu	1.7	0.54	β	^{242}Cm	163дня	121.0	α
Долгоживущие				^{244}Cm	18.1	2.9	α
^{79}Se	$3.0 \cdot 10^5$	$1.3 \cdot 10^{-5}$	β	^{245}Cm	$8.5 \cdot 10^3$	$5.6 \cdot 10^{-3}$	α
^{99}Tc	$2.1 \cdot 10^5$	$3.0 \cdot 10^{-5}$	β	^{238}Pu	87.7	0.6	α
^{93}Zr	$1.5 \cdot 10^6$	$8.2 \cdot 10^{-7}$	β	^{241}Pu	14.4	$5.5 \cdot 10^{-3}$	β
^{126}Sn	$2.3 \cdot 10^5$	$2.8 \cdot 10^{-7}$	β				

ИССЛЕДОВАНИЕ МАССОВО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ТРАНСПОРТИРОВКИ ОТРАБОТАННОГО ЯДЕРНОГО ТОПЛИВА В РЕЖИМЕ “САМОДОСТАВКА”

Тепло, выделяемое ОЯТ, можно преобразовывать в полезную электрическую энергию посредством, например, термоэлектрического генератора (ТЭГ), который будет питать энергодвигательную установку (ЭДУ) [5–7]. Величина электрической мощности ЭРД ЭДУ может быть представлена как [8]:

$$N_{\text{ЭД}} = k_{\text{T}} \eta_{\text{TЭГ}} q_m M_{\text{РАО}}, \quad (1)$$

где k_{T} – коэффициент, учитывающий снижение тепловой мощности ОЯТ вследствие уменьшения его массы в процессе транспортировки (по закону радиоактивного распада); $\eta_{\text{TЭГ}}$ – коэффициент полезного действия (КПД) процесса преобразования тепловой энергии в электрическую с помощью ТЭГ; q_m – удельное тепловыделение единицы массы смеси радионуклидов ОЯТ (смесь α , β – изотопов из табл. 8).

Зависимость (1) показывает, что электрическая мощность ЭРД является переменной, что негативно скажется на баллистике перелета, поэтому при транспортировке ОЯТ необходимо иметь избыток тепловой мощности, чтобы поддерживать электрическую мощность ЭРД постоянной [9].

Ранее авторами данной работы в [8] получена зависимость для расчета удельного тепловой мощности РАО как некоего теплового эквивалента (без учета изотопного состава и периода полураспада) – q_m , необходимой для выполнения операции космического захоронения, зная характеристическую скорость $\Delta V_{\text{КА}}$, удельный импульс (скорость истечения) ЭРД – $J_{\text{уд}}$, время ее работы – $t_{\text{р}}$ и КПД ТЭГ – $\eta_{\text{TЭГ}}$,

удельные массы ТЭГ, ЭРД и ХИ – $\gamma_{ТЭГ}$, $\gamma_{ЭРД}$, $\gamma_{ХИ}$. Рассмотренный подход не может быть применен к смеси изотопов (например, из ОЯТ), так как необходимо учитывать долевым массовый состав транспортируемых изотопов, скорость “выгорания” изотопов, которая меняет долевым состав ОЯТ и величину тепловой мощности, период полураспада каждого изотопа, его удельное тепловыделение. В работе [8] авторы получили зависимости необходимого удельного тепловыделения для совершения транспортной операции в режиме “самодоставка” – q_m . Расчеты [8] показали, что величина потребного тепловыделения РАО составляет 0.1–0.3 Вт/г (100–300 Вт/кг). Сравнивая величину потребного удельного тепловыделения и величину удельного тепловыделения радионуклидов ОЯТ, представленных в табл. 8, получаем, что ряд радионуклидов подходит для использования в качестве первичного источника тепловой энергии в ЭДУ (выделены желтым цветом). В основном они относятся к “короткоживущим”, но для времени перелета 1–3 года весьма перспективны в качестве источника тепловой энергии.

ВЛИЯНИЕ УДЕЛЬНОГО ТЕПЛО ВЫДЕЛЕНИЯ СМЕСИ РАДИОНУКЛИДОВ НА ВЕЛИЧИНУ ТРАНСПОРТИРУЕМОЙ ОТНОСИТЕЛЬНОЙ МАССЫ ДОЛИ ОТРАБОТАННОГО ЯДЕРНОГО ТОПЛИВА В РЕЖИМЕ “САМОДОСТАВКА”

Электрическая мощность ЭДУ в режиме “самодоставка” определяется тепловой мощностью смеси радионуклидов ОЯТ и КПД термоэлектрического генератора – $\eta_{ТЭГ}$. В свою очередь, тепловая мощность смеси ОЯТ зависит от ее массы и удельного тепловыделения (усредненного по имеющимся радионуклидам). В процессе транспортировки тепловая мощность радионуклида, входящего в смесь ОЯТ, снижается по закону радиоактивного распада, поэтому можно записать соотношение:

$$N_{in} = q_{in} \exp\left[-\frac{0,693t}{T_{i1/2}}\right] M_i, \quad (2)$$

где M_i – масса i -го радионуклида в составе транспортируемого ОЯТ; q_{in} – его удельное тепловыделение; $T_{i1/2}$ – его период полураспада; t – время.

Начальная массовая доля i -го радионуклида в составе транспортируемого ОЯТ может быть определена как:

$$a_{i,0} = \frac{M_{i,0}}{M_{O/T,0}}, \quad (3)$$

где $M_{i,0}$ – начальная масса i -го радионуклида в составе транспортируемой смеси ОЯТ; $M_{O/T,0}$ – начальная суммарная масса транспортируемых радионуклидов.

Таким образом, тепловая мощность транспортируемой смеси радионуклидов ОЯТ (спадающая во времени по закону радиоактивного распада) может быть определена как:

$$N_m(t) = \sum_i a_{i,0} q_{in} \exp\left[-\frac{0,693t}{T_{i1/2}}\right] M_{i,0}. \quad (4)$$

Реактивная мощность струи ЭРД (обеспечивающая движение КА) N_p может быть записана с учетом КПД ЭРД – $\eta_{\text{ЭРД}}$ и КПД ТЭГ $\eta_{\text{ТЭГ}}$ как:

$$N_{\text{p}}(t) = \sum_i \dot{a}_i \dot{e} \dot{e}_{\text{im}} \exp \left(-\frac{0,693t}{T_{i1/2}} \right) \cdot a_{i0} \dot{u}_i^{\text{M}} \dot{h}_{\text{D}} \dot{h}_{\text{YA}} \dot{h}_{\text{YDA}} \cdot \quad (5)$$

Неиспользованная тепловая мощность отводится в окружающее пространство регулируемым по площади теплоотвода холодильником-излучателем (ХИ).

С другой стороны, мощность струи может быть получена из физики работы ЭРД в составе ЭДУ с ТЭГ [9, 10] в виде:

$$N_{\text{p}} = M_{\text{KA},0} \left[1 - \exp \left(-\frac{\Delta V_{\text{KA}}}{J_{\text{yd}}} \right) \right] \frac{J_{\text{ca}}^2}{2t_{\text{p}}}, \quad (6)$$

где $M_{\text{KA},0}$ – начальная масса космического аппарата; ΔV_{KA} – характеристическая скорость перелета; J_{yd} – скорость истечения из ЭРД; t_{p} – заданное время транспортировки (перелета).

Таким образом, можно связать уравнения (5) и (6), из которых можно получить начальную загрузку смеси радионуклидов ОЯТ – $\alpha_{\text{PAO},0}$ для транспортировки в режиме “самодоставка” в течение времени t_{p} :

$$\left\{ \sum_i \left[\dot{a}_i \exp \left(-\frac{\lambda t}{T_{i1/2}} \right) \alpha_{i0} \right] \right\} M_{\text{KB},0} \dot{h}_{\text{D}} \dot{h}_{\text{YA}} \dot{h}_{\text{YDA}} = \\ = M_{\text{KA},0} \left[1 - \exp \left(-\frac{\Delta V_{\text{KA}}}{J_{\text{ca}}} \right) \right] \frac{J_{\text{ca}}^2}{2t_{\text{p}}}. \quad (7)$$

Выражение (7) может быть использовано, например, для расчета требуемой скорости истечения (удельного импульса) ЭРД для его подбора и проектирования при прочих известных данных, либо для расчета относительной полезной нагрузки – ОЯТ. По определению начальная относительная доля полезной нагрузки (в нашем случае относительная масса транспортируемой смеси радионуклидов ОЯТ) есть отношение начальной массы $M_{\text{KB},0}$ к начальной массе космического аппарата (ее предельная величина по энергобаллистике):

$$\alpha_{\text{KB},0} = \frac{\dot{e} \dot{e}_{\text{im}} \exp \left(-\frac{\Delta V_{\text{KA}}}{J_{\text{ca}}} \right) \frac{J_{\text{ca}}^2}{2t_{\text{p}}}}{\sum_i \dot{a}_i \dot{e} \dot{e}_{\text{im}} \exp \left(-\frac{0,693t}{T_{i1/2}} \right) \cdot a_{i0} \dot{u}_i^{\text{M}} \dot{h}_{\text{D}} \dot{h}_{\text{YA}} \dot{h}_{\text{YDA}}}. \quad (8)$$

В составе КА есть контейнер с ОЯТ и радиационной защитой, блок ЭРД, ТЭГ, система хранения и подачи рабочего тела (СХПРТ) и ХИ – основные узлы, которые связаны конструктивными элементами [8, 11–13].

Массовое уравнение КА запишем в виде:

В результате получим массовое уравнение КА для транспортировки ОЯТ в режиме “самодоставка”:

$$\begin{aligned}
 \dot{M}_{EA,0} &= \dot{M}_{IB,0} (1 + k_{D\zeta}) + \\
 &+ M_{EA,0} \frac{e}{e} - \exp\left\{-\frac{DV_{EA}}{J_{\text{св}}} \frac{\ddot{u}}{\ddot{u}} (1 + j_a)\right\} + \\
 &+ g_{YDA} \frac{\dot{M}_{EA,0}}{\dot{M}_{EA,0}} \frac{e}{e} \exp\left\{-\frac{0,693t_0}{T_{i1/2}} \frac{\ddot{u}}{\ddot{u}} a_{iY} M_{IB,0} h_{DYA}\right\} + \\
 &+ g_{DYA} \frac{\dot{M}_{EA,0}}{\dot{M}_{EA,0}} \frac{e}{e} \exp\left\{-\frac{0,693t_0}{T_{i1/2}} \frac{\ddot{u}}{\ddot{u}} a_{iY} M_{IB,0}\right\} + \\
 &+ g_{DE} (1 - h_{DYA}) \frac{e}{e} (a_{im} a_i) \dot{M}_{IB,0} + \dot{M}_{eifno} \delta.
 \end{aligned} \tag{14}$$

Уравнение (14) можно преобразовать относительно величины транспортируемой смеси радионуклидов ОЯТ:

$$\begin{aligned}
 \dot{M}_{IB,0} &= \dot{M}_{EA,0} (1 + k_{D\zeta}) + g_{YDA} \frac{\dot{M}_{EA,0}}{\dot{M}_{EA,0}} \frac{e}{e} \exp\left\{-\frac{0,693t_0}{T_{i1/2}} \frac{\ddot{u}}{\ddot{u}} a_{iY} h_{DYA}\right\} + \\
 &+ g_{DYA} \frac{\dot{M}_{EA,0}}{\dot{M}_{EA,0}} \frac{e}{e} \exp\left\{-\frac{0,693t_0}{T_{i1/2}} \frac{\ddot{u}}{\ddot{u}} a_{iY}\right\} + \\
 &+ g_{DE} (1 - h_{DYA}) \frac{e}{e} (a_{im} a_i) \dot{M}_{IB,0} - \dot{M}_{EA,0} \frac{e}{e} - \exp\left\{-\frac{DV_{EA}}{J_{\text{св}}} \frac{\ddot{u}}{\ddot{u}} (1 + j_a)\right\} - \dot{M}_{eifno} \delta.
 \end{aligned} \tag{15}$$

Введем параметр тепловыделения ОЯТ как теплового источника:

$$q_{IB,0} = \frac{\dot{M}_{EA,0}}{\dot{M}_{EA,0}} \frac{e}{e} \exp\left\{-\frac{0,693t_0}{T_{i1/2}} \frac{\ddot{u}}{\ddot{u}} a_{iY}\right\}.$$

В результате выражение (15) запишется в виде:

$$\begin{aligned} & \dot{I}_{\text{ф.б.о.}} \left(1 + k_{\text{дс}} \right) + g_{\text{дв.а}} h_{\text{дв.а}} q_{\text{ф.б.о.}} + g_{\text{дв.б}} q_{\text{ф.б.о.}} + \dot{u} \\ & \dot{I}_{\text{ф.б.о.}} + g_{\text{дв.б}} \left(1 - h_{\text{дв.а}} \right) q_{\text{ф.б.о.}} \exp \left\{ - \frac{0,693 t_{\text{д}}}{T_{\text{и}1/2}} \right\} \\ & = \dot{I}_{\text{э.а.о.}} - M_{\text{э.а.о.}} \frac{d}{dt} \exp \left\{ - \frac{D V_{\text{э.а.}}}{J_{\text{с.а}}} \right\} \dot{u} \left(1 + j_{\text{а}} \right) - \dot{I}_{\text{э.и.н.о.}} \end{aligned} \quad (16)$$

Массу конструкционных элементов КА выразим ее коэффициентом $\beta_{\text{констр}}$ и массой КА:

$$\dot{I}_{\text{э.и.н.о.}} = \beta_{\text{э.и.н.о.}} \dot{I}_{\text{э.а.о.}}$$

Уравнение относительно массы транспортируемого ОЯТ с учетом предыдущих подстановок примет вид:

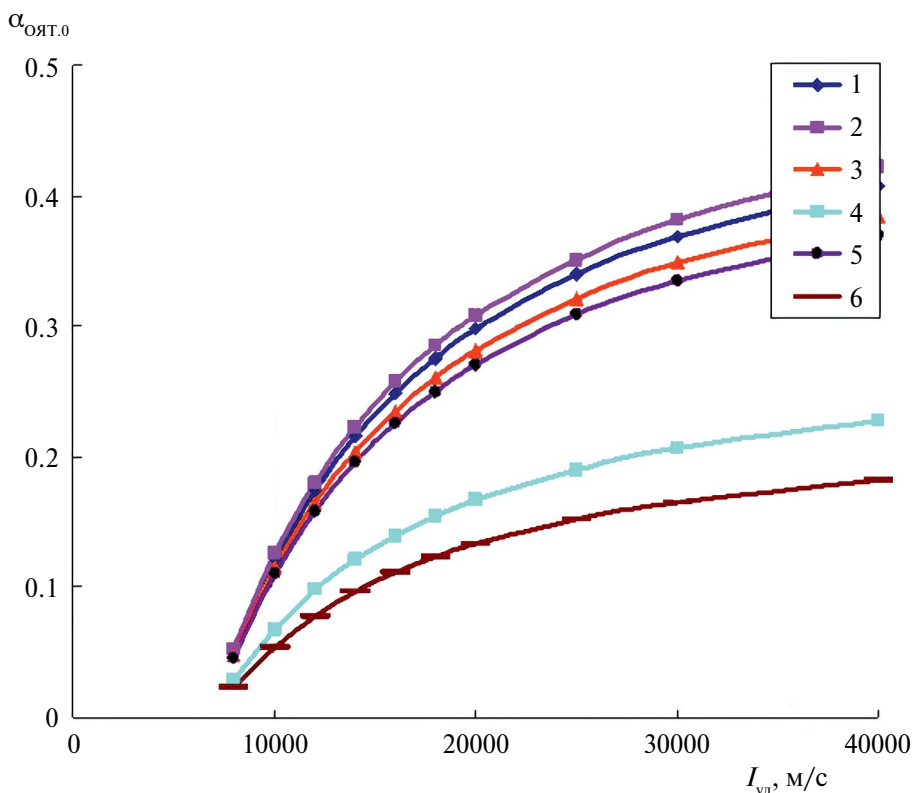


Рис. 1. Зависимость массовой доли транспортируемого радионуклида и смеси ОЯТ в режиме “самодоставка” от удельного импульса ЭРД, $\gamma_{\text{ТЭГ}} = 1 \text{ кг/кВт}$, $\gamma_{\text{ЭРД}} = 1 \text{ кг/кВт}$, $\gamma_{\text{ХИ}} = 1 \text{ кг/кВт}$, $\beta_{\text{констр}} = 0.3$, $\alpha_i = 0.2$, $t_p = 1 \text{ год}$, $\phi_6 = 0.2$, $k_{\text{рз}} = 0.2$, $V_x = 6000 \text{ м/с}$. 1 – цезий, 2 – стронций, 3 – европий, 4 – кюрий, 5 – плутоний, 6 – смесь ОЯТ.

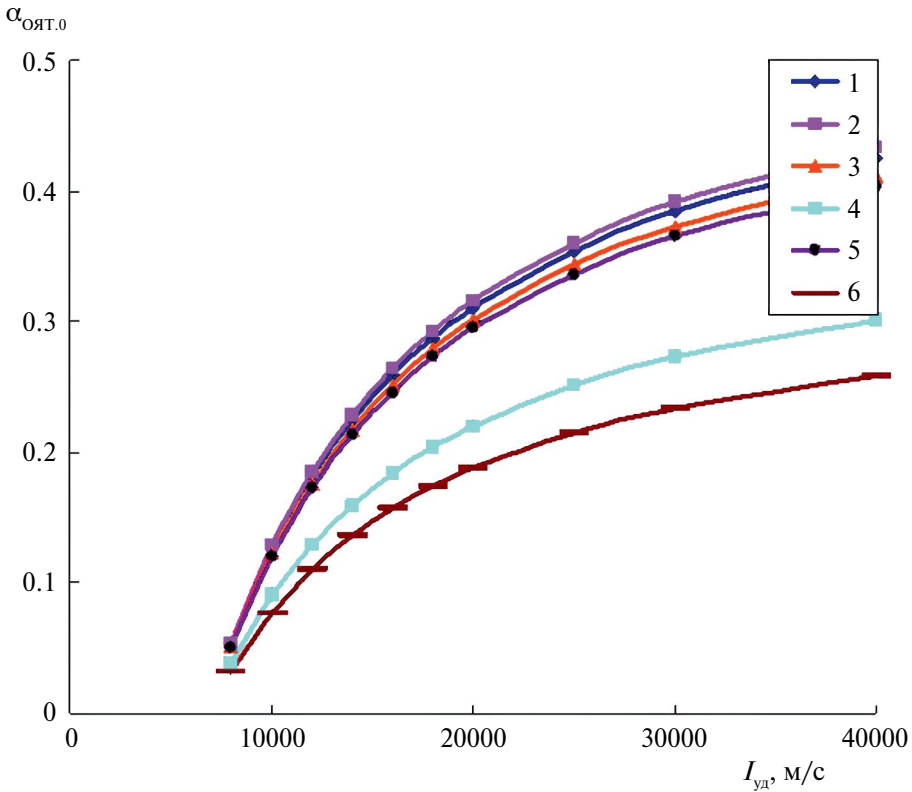


Рис. 2. Зависимость массовой доли транспортируемого радионуклида и смеси ОЯТ в режиме “самодоставка” от удельного импульса ЭРД, $\gamma_{ТЭГ} = 0.5$ кг/кВт, $\gamma_{ЭРД} = 0.5$ кг/кВт, $\gamma_{ХИ} = 0.5$ кг/кВт, $\beta_{констр} = 0.3$, $\alpha_i = 0.2$, $t_p = 1$ год, $\phi_6 = 0.2$, $k_{P3} = 0.2$, $V_x = 6000$ м/с. 1 – цезий, 2 – стронций, 3 – европий, 4 – кюрий, 5 – плутоний, 6 – смесь ОЯТ.

$$\begin{aligned}
 \dot{m}_{iB0.0} \frac{\dot{m}_i}{\dot{m}} (1 + k_{D\zeta}) + g_{YDA} h_{0YA} a_{iB0} + g_{0YA} a_{iB0} + g_{OE} (1 - h_{0YA}) a_{iB0} \exp\left\{ \frac{0,693 t_0}{T_{i/2}} \frac{\ddot{m}_i}{\dot{m}} \right\} = \\
 = \dot{m}_{iB0.0} \frac{\dot{m}_i}{\dot{m}} \left(1 - \frac{\dot{m}_i}{\dot{m}} - \exp\left\{ -\frac{DV_{EA}}{J_{ca}} \frac{\ddot{m}_i}{\dot{m}} (1 + j_a) \right\} - b_{eiin0} \frac{\ddot{m}_i}{\dot{m}} \right) \quad (17)
 \end{aligned}$$

В результате получим уточненное выражение для расчета начальной относительной массы ОЯТ, необходимой для транспортировки в режиме “самодоставка”:

$$a_{iB0.0} = \frac{\dot{m}_i \left(1 - \frac{\dot{m}_i}{\dot{m}} - \exp\left\{ -\frac{DV_{EA}}{J_{ca}} \frac{\ddot{m}_i}{\dot{m}} (1 + j_a) \right\} - b_{eiin0} \frac{\ddot{m}_i}{\dot{m}} \right)}{\dot{m}_i \left(1 + k_{D\zeta} \right) + a_{iB0} g_{YDA} h_{0YA} + g_{0YA} a_{iB0} + g_{OE} (1 - h_{0YA}) a_{iB0} \exp\left\{ \frac{0,693 t_0}{T_{i/2}} \frac{\ddot{m}_i}{\dot{m}} \right\}} =$$

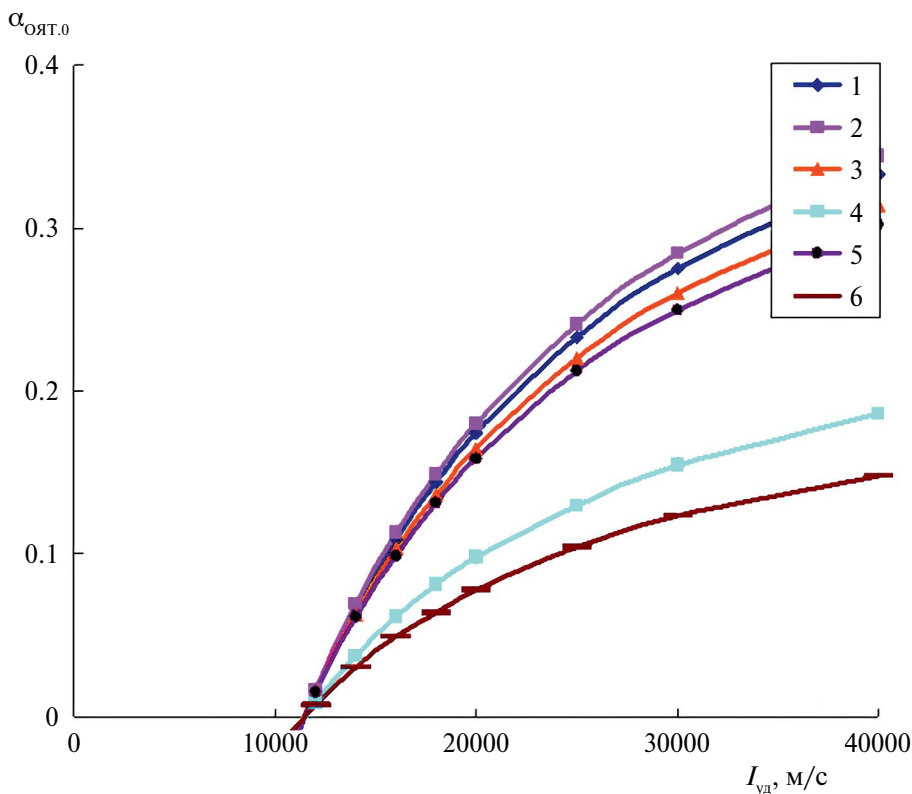


Рис. 3. Зависимость массовой доли транспортируемого радионуклида и смеси ОЯТ в режиме “самодоставка” от удельного импульса ЭРД, $\gamma_{ТЭГ} = 1$ кг/кВт, $\gamma_{ЭРД} = 1$ кг/кВт, $\gamma_{ХИ} = 1$ кг/кВт, $\beta_{констр} = 0.3$, $\alpha_i = 0.2$, $t_p = 1$ год, $\varphi_6 = 0.2$, $k_{P3} = 0.2$, $V_x = 10000$ м/с. 1 – цезий, 2 – стронций, 3 – европий, 4 – кюрий, 5 – плутоний, 6 – смесь ОЯТ.

$$\alpha_{OYT,0} = \frac{\alpha_i \cdot \exp\left(-\frac{DV_{ЭД}}{J_{OYT}} \cdot \frac{\partial \alpha_i}{\partial t} (1 + j_a) - b_{ЭРД} \cdot \frac{\partial \alpha_i}{\partial t}\right)}{\alpha_i \cdot (1 + k_{ЭД}) + \frac{\alpha_i \cdot \exp\left(-\frac{0,693t_0}{T_{1/2}} \cdot \frac{\partial \alpha_i}{\partial t} (\gamma_{ЭД} h_{OYT} + \alpha_{OYT}) + [\alpha_{OYT} (1 - h_{OYT})] \cdot \alpha_i \cdot a_i\right)}{\alpha_i}} \quad (18)$$

На основе выражения (18) и данных табл. 8 проведен расчет начальной массы транспортируемой смеси радионуклидов ОЯТ как функции скорости истечения (удельного импульса) ЭРД при различных параметрах – времени транспортировки, КПД ЭРД, ТЭГ, удельном тепловыделении и массовой доли радионуклидов в составе ОЯТ. На рис. 1–4 представлены результаты расчета относительной массы транспортируемой смеси радионуклидов как функции удельного импульса ЭРД.

ОБСУЖДЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ

Расчеты показали, что относительная масса транспортируемых радионуклидов ОЯТ в режиме “самодоставка” составляет 0.15–0.26, что несколько меньше по

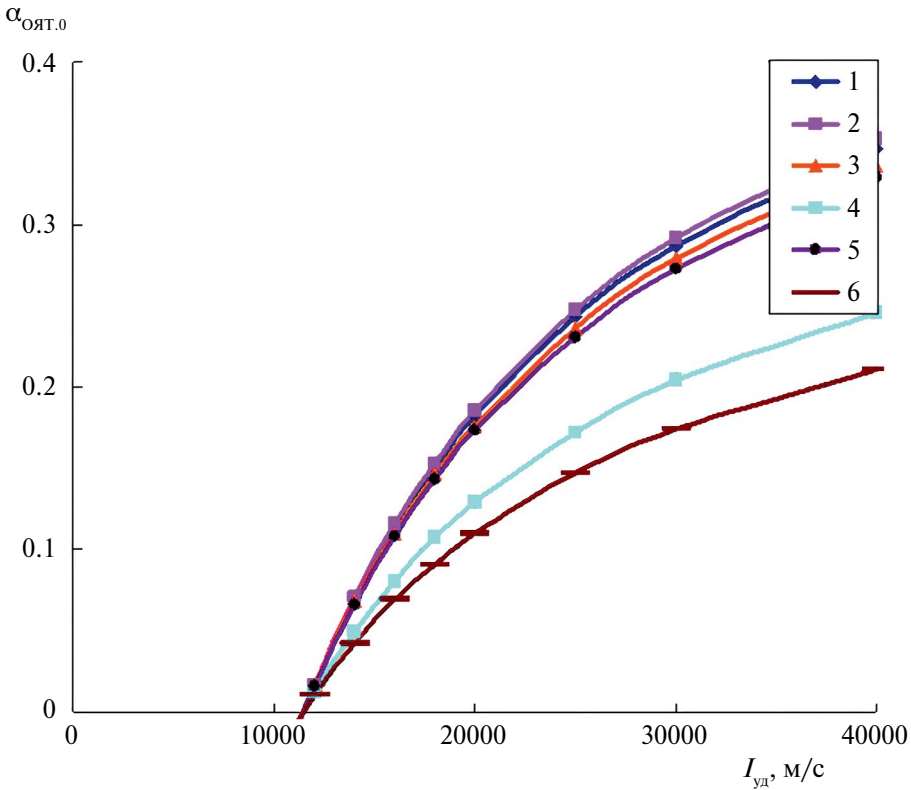


Рис. 4. Зависимость массовой доли транспортируемого радионуклида и смеси ОЯТ в режиме “самодоставка” от удельного импульса ЭРД, $\gamma_{\text{ТЭГ}} = 0.5$ кг/кВт, $\gamma_{\text{ЭРД}} = 0.5$ кг/кВт, $\gamma_{\text{ХИ}} = 0.5$ кг/кВт, $\beta_{\text{констр}} = 0.3$, $\alpha_i = 0.2$, $t_p = 1$ год, $\varphi_5 = 0.2$, $k_{\text{РЗ}} = 0.2$, $V_x = 10000$ м/с. 1 – цезий, 2 – стронций, 3 – европий, 4 – кюрий, 5 – плутоний, 6 – смесь ОЯТ.

сравнению с результатами работы [8]. Это объясняется тем, что в данной работе учтен закон радиоактивного распада, определяющий величину тепловыделения ОЯТ в процессе перелета, также влияющее на величину ХИ (в наших условиях ХИ переразмерен, так как определяется по начальной тепловой мощности ОЯТ как источника энергии на борту). Поэтому решение проблемы увеличения относительной полезной массы – массы ОЯТ в режиме “самодоставка” может быть найдено через модульное построение ХИ, при котором масса и размеры ХИ уменьшаются в процессе перелета в соответствии с изменением тепловой мощности. Следует отметить, что при этом может быть увеличена характеристическая скорость перелета вследствие растущего ускорения КА (это означает увеличение радиуса конечной орбиты захоронения ОЯТ).

Изменение времени транспортировки незначительно сказывается на величине относительной массы транспортируемого ОЯТ, что обусловлено выполнением неравенства:

$$t_{\text{oi}} \ll T_{i1/2}.$$

Выделяемая тепловая мощность ОЯТ слабо снижается при $t_p = 1...3$ года.

Отметим, что удельные массы агрегатов предлагаемой энергоустановки, основанной на радиоактивном распаде транспортируемой смеси радионуклидов ОЯТ (α и β “короткоживущие” изотопы) и прямом преобразовании энергии в электрическую на основе термоэлектрического генератора, позволяют осуществить транспортировку в режиме “самодоставка” на орбиты захоронения при величине характеристической скорости до 10 км/с. Это орбиты с удалением от Земли порядка орбиты Марса и более. Расчеты показали, что удельные массы агрегатов такой энергоустановки значительно влияют на относительную массу транспортируемой смеси ОЯТ.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе приведены сведения по перспективным радионуклидам ОЯТ, которые можно транспортировать КА в режиме “самодоставка” с помощью электроракетных двигателей.

Получены расчетные зависимости относительной массы ОЯТ для такого варианта транспортировки с учетом свойств радионуклидов и параметров ЭДУ и баллистических данных.

Показано, что транспортировка смеси “короткоживущих” радионуклидов ОЯТ в режиме “самодоставка” позволяет обходиться без дополнительного источника энергии на борту КА.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Status and Trends in Spent Fuel and Radioactive Waste Management // IAEA Nuclear Energy Series No. 2018. № NW-T-1.14 (Rev. 1). 74 pp.
2. Займовский А.С., Калашников В.В., Головин И.С. Тепловыделяющие элементы ядерных реакторов. М.: Атомиздат, 1966.
3. Тевлин А.С. Атомные электрические станции с реакторами ВВЭР-1000. – 2-е дополненное изд. М.: Издательский дом МЭИ. 2008. 358 с.
4. Отработавшее ядерное топливо тепловых реакторов [Электронный ресурс] // nuclphys.sinp.msu.ru URL: <http://nuclphys.sinp.msu.ru/ne/ne3.htm#>: (дата обращения: 10.12.2022).
5. Семенов Ю.П., Филин В.М., Соколов Б.А. и др. О космическом захоронении особо опасных радиоактивных отходов атомной энергетики // Изв. РАН. Энергетика. 2003. № 3. С. 6–14.
6. Пономарев-Степной Н.Н. Ядерная энергетика в космосе // Атомная энергия. 1989. Т. 66. Вып. 6. С. 371–374.
7. Баканов Ю.А., Синяевский В.В., Юдицкий В.Д. О возможных областях применения космических термоэмиссионных ЯЭУ большой мощности // Научно-технический сборник “Ракетно-космическая техника”. Серия 12. Вып. 3–4. Ч. 1. Калининград, Моск. обл.: Изд. РПК “Энергия”, 1995. С. 31–48.
8. Онуфриев А.В., Дмитриев С.Н., Онуфриев В.В. Об особенностях транспортировки радиоактивных отходов на орбиты захоронения с помощью электроракетных двигательных установок // Известия академии наук. Энергетика. 2011. № 3. С. 129–138.
9. Гришин С.Д., Лесков Л.В. Электрические ракетные двигатели для космических аппаратов. М.: Машиностроение, 1983. 148 с.

10. Термоэлектрические генераторы. М.: Атомиздат, 1976. 320 с.
11. Способ космического захоронения радиоактивных отходов в дальнем космосе и космический аппарат для его осуществления. Дмитриев С.Н., Онуфриев В.В., Онуфриев А.В. Патент на изобретение RU 2492537 С1, 10.09.2013. Заявка № 2012121400/11 от 24.05.2012.
12. Онуфриев А.В., Дмитриев С.Н., Онуфриев В.В. Об особенностях проектирования технического облика космического аппарата для транспортировки радиоактивных отходов // Известия высших учебных заведений. Машиностроение. 2014. № 5 (650). С. 62–71.
13. Онуфриев А.В., Дмитриев С.Н., Онуфриев В.В. О техническом облике космического аппарата для транспортировки радиоактивных отходов // Известия высших учебных заведений. Машиностроение. 2014. № 8 (653). С. 52–61.

On The Effect of the Specific Heat Release of a Mixture of Radionuclides on the Relative Mass Transported in the “Self-Delivery” of Spent Nuclear Fuel Mode During Space Burial

A. V. Onufriev*, V. V. Onufriev, V. V. Perevezentsev, S. N. Dmitriev

*Bauman Moscow State Technical University (National Research University),
Moscow, Russia*

**e-mail: onufryev@bmstu.ru*

The issues of disposal of radioactive waste (RW) are currently one of the serious environmental challenges. One of the ways of disposal can be the space burial of radioactive waste, which reduces the pollution of the Earth. The paper considers the issues of transportation of radioactive waste, representing a mixture of isotopes of spent nuclear fuel (SNF), estimates of the mass-energy costs of SNF transportation using electric rocket engines (ERD). A variant is considered in which the transported mixture of SNF isotopes is both a payload and an energy source – “self-delivery”. The relations for calculating the relative mass of the transported SNF at various parameters are obtained.

Keywords: spent nuclear fuel, heat generation, power propulsion system, electric rocket engine, thermoelectric converter, refrigerator-radiator, specific impulse, characteristic velocity

УДК 620.9

СЦЕНАРИИ УГЛЕРОДНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ДЛЯ ЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ

© 2024 г. А. В. Шигина*, А. В. Кейко**

*Федеральное государственное бюджетное учреждение науки
Институт энергетических исследований РАН, Москва, Россия*

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

***e-mail: a.keiko@eriras.ru*

Поступила в редакцию 23.11.2023 г.

После доработки 19.07.2024 г.

Принята к публикации 22.07.2024 г.

Обновленная Климатическая доктрина подтвердила намерение по достижению углеродной нейтральности российской экономики, сохранив неопределенность в выборе траектории ее достижения. Необходимых изменений в структуре технологий генерации и потребления энергии можно добиться с помощью различных инструментов углеродного регулирования, выбор которых определит темпы и стоимость низкоуглеродного перехода. Возникла насущная необходимость сопоставить эффективность различных мер углеродного регулирования для условий России. В частности, следует выбрать оптимальное сочетание мер, одновременно обеспечивающее целевое снижение выбросов парниковых газов и доступность энергии и топлива для потребителей. В статье сформулированы несколько сценариев углеродного регулирования, сочетающих административные, фискальные и (или) внутриэкономические меры и разработанных на основании сравнительного анализа мирового опыта, проведенных ранее исследований и существующих правовых заделов в области климатической политики. Обсуждены возможные способы описания отдельных мер в рамках системных технологических моделей (СТМ) для рассмотрения предложенных сценариев и их влияния на структуру энергетических технологий. Показано, что слабым местом и источником неопределенности в исследовании сценариев углеродного регулирования может стать прогноз влияния растущих климатических затрат в энергетике и топливно-энергетическом комплексе (ТЭК) на объем и структуру энергопотребления в отраслях экономики.

Ключевые слова: углеродное регулирование, низкоуглеродное развитие, системное моделирование, декарбонизация

DOI: 10.31857/S0002331024030083

ВВЕДЕНИЕ

Ревизия климатической политики естественным образом произошла в России в связи с усложнением мировой экономико-политической ситуации. Стало очевидно,

что меры по борьбе с изменением климата в краткосрочной перспективе представляют чуть ли не большую угрозу, чем сами климатические изменения, особенно для предприятий ТЭК [1]. В энергетике к традиционным вопросам удельной стоимости топлива и энергии, надежности систем и экологии добавились новые – смена географии поставок, импортозамещение, доступность ресурсов для ряда критических материалов. Число независимых факторов и ограничений, влияющих на выбор состава климатических мер в энергетике, не поддается умозрительному анализу. Поэтому планирование системы мер углеродного регулирования, обеспечивающей гармоничное социально-экономическое развитие, возможно лишь на основании результатов системного моделирования [2], позволяющего анализировать возможные последствия такого регулирования с экономических, социальных, технологических и других позиций.

За время, прошедшее с момента принятия в 1992 г. Рамочной конвенции ООН по изменению климата (UNFCCC), в мире предложено более 20 разновидностей административных, фискальных, экономических механизмов, направленных на стимулирование сокращения выбросов парниковых газов (ПГ) [3]. Среди наиболее распространенных и апробированных из них – углеродные налоги и системы торговли квотами на выбросы ПГ (СТВ). Для электроэнергетики важны также сертификаты происхождения энергии.

Углеродное налогообложение применяется более чем в 30 странах мира, а его объектом могут быть как выбросы ПГ, так и поступающий в экономику углерод. В последнем случае, базу налогообложения составляет количество углерода при добыче или импорте энергоресурсов. Ставка налога может быть единой для всего ископаемого топлива (Канада, Словения) или дифференцированной для его отдельных видов, например, таких как моторное топливо на транспорте (Финляндия, Ирландия) или фторсодержащие ПГ (Исландия, Дания).

Крупнейшие в мире СТВ действуют в Европейском союзе (с 2005 г.) и Китае (с 2021 г.). Обе охватывают предприятия электроэнергетики, при этом в Китае квоты предоставляются бесплатно, а в ЕС они имеют цену первичного размещения, величину которой регулярно критикуют с обеих сторон. Пересмотр количества и распределения квот служит регулированию скорости энергетического перехода, стимулируя либо ускоренную декарбонизацию, либо экономический рост. Например, в ЕС считают, что ежегодное сокращение количества квот на 4.3–4.4% до 2030 г. позволит Евросоюзу достичь промежуточной цели по сокращению выбросов ПГ на не менее чем 55% на пути к полной углеродной нейтральности в 2050 г.

Сертификаты, выдаваемые по факту производства низкоуглеродной электроэнергии, являются механизмом софинансирования при создании безуглеродной генерации. По данным агентства IRENA, не менее 50% возобновляемой энергии, вырабатываемой в США и ЕС, поддержано по программе зеленых сертификатов. Покупка сертификатов может быть как добровольной, так и вынужденной (Великобритания, Италия, Швеция, Бельгия), если государство обязывает производителей, импортеров, поставщиков или потребителей энергии использовать их.

Становление углеродного регулирования в России протекает пока несколько хаотично и тяготеет к экономическим (рыночным) инструментам, создающим для эмитентов более мягкие условия сокращения выбросов ПГ, чем административные и фискальные меры. Запущен национальный добровольный рынок углеродных единиц, проводятся эксперименты по созданию региональных СТВ, участниками

которых являются избранные регулируемые организации, намечено укрупнить СТВ до межрегионального уровня. Поправками в Федеральный закон “Об электроэнергетике” создана правовая основа для системы сертификации низкоуглеродных источников энергии, включая АЭС, ГЭС и ВИЭ, и добровольного рынка зеленых сертификатов. Пропорции в применении разных механизмов регулирования, а также достигаемые темпы снижения выбросов пока не оценивали.

Единого подхода к построению сценариев национального низкоуглеродного развития в настоящий момент не существует, что затрудняет глобальный диалог. Основные противоречия связаны с (а) оценкой достаточности мероприятий по сокращению выбросов отдельными странами для достижения глобальных климатических целей, (б) влиянием низкоуглеродной трансформации на экономическое развитие и (в) международным распределением бремени климатических мер. Попытки систематизировать национальный опыт низкоуглеродного развития предприняты в ряде международных проектов, например, CD-LINKS [4], COMMIT [5], DDPP [6]. Весьма взвешенный подход демонстрирует международная научная организация The Integrated Assessment Modeling Consortium (IAMC), объединяющая 67 ведущих мировых центров и лабораторий из 38 стран, которая моделирует низкоуглеродное развитие и разрабатывает подходы к комплексной оценке его результатов.

На международном уровне широко развиваются добровольные углеродные рынки углеродных единиц как верифицированных результатов реализации климатических проектов. Помимо признанных “классиков”, таких как The Gold Standard и Verra, основанных в середине 2000-х, за последние 10 лет появилось множество добровольных программ сокращения выбросов ПГ, принимающих климатические проекты безотносительно территориальной принадлежности. К их числу относятся, например, Global Carbon Council (2016), Cercarbono (2016), The International Carbon Registry (2021), а также программы, допускающие регистрацию только природных климатических проектов, среди которых Regen Network (2018) и SocialCarbon (2022). Кроме того, в 2023 году анонсировано создание Africa Voluntary Carbon Credits Market (AVCCM), а также объявлена готовность к перезапуску China Voluntary GHG Program (CCER) после 6-летнего простоя, связанного с первоначальным несовершенством ключевых регуляторных правил.

Варианты декарбонизации экономики России были предметом исследования в НИУ ВШЭ [7, 8], УрФУ [9], ИНП РАН [10], ИСЭМ СО РАН [11], ИНЭИ РАН [12], ЦЭНЭФ-XXI [13, 14], АНО “Центр энергетических систем будущего “Энерджинет” [15], Центре устойчивого развития Школы управления Сколково [16, 17]. Приоритизация секторов и отдельных технологий рассматривалась также в [18, 19]. В этих работах определены некоторые важные границы в области низкоуглеродного развития. Вместе с тем в их задачи не входило исследование сочетаний мер углеродного регулирования, их эффективности и влияния на технологическую структуру отрасли. Это обусловлено использованием преимущественно макроэкономических подходов, которым свойственно очень общее описание углеродного регулирования (чаще всего, в виде платы за углерод) без разделения на конкретные инструменты.

Углеродное регулирование изменяет расклад сил на энергетических рынках, связывая конкурентоспособность энергетических ресурсов с их углеродоемкостью, а технологий – с их углеродной интенсивностью. По данным Всемирного банка [20], в более чем половине стран действует две и более обязательные меры, стимулирующие сокращение выбросов ПГ, не считая международных добровольных углеродных рынков. Моделирование всех возможных сочетаний мер углеродного регулирования

нецелесообразно ввиду большого числа вариантов (более 70), а учет в расчетах лишь платы за углерод далек от реальности. В свете всего сказанного выше, для российского ТЭК важно как можно раньше определить оптимальный состав мер углеродного регулирования, способный обеспечить баланс между эффективностью сокращения выбросов и приемлемыми темпами экономического развития.

Цель настоящей работы состоит в обосновании счетного числа сценариев углеродного регулирования, реализация которых окажет прямое воздействие на ТЭК России. Для достижения поставленной цели необходимо сузить множество существующих внутриэкономических мер, привести их обобщенное описание, а также сформулировать варианты национальной системы углеродного регулирования с учетом особенностей энергетики России и климатических амбиций.

МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Сопоставление сценариев углеродного регулирования предполагает использование СТМ (в составе МИК SCANNER [21]) для многокритериальной оптимизации технологического развития энергетики. Отличительные особенности СТМ относительно других типов системных энергетических моделей охарактеризованы в [22]. Исходные данные, необходимые для анализа влияния углеродного регулирования на структуру технологий, включают статистические сведения о ресурсах и нагрузках для инерционного сценария развития экономики России. Сведения о современных и перспективных свойствах макротехнологий производства и преобразования энергоносителей получены в ИНЭИ РАН экстраполяцией консервативных ретроспективных рядов. Адаптация механизмов углеродного регулирования к условиям России заключается в выборе множества подпадающих под регулирование эмитентов и варьировании ставок углеродных платежей в реалистичном для России диапазоне. По данным Всемирного банка, фактический разброс стоимости тонны CO_2 в мире (от менее 1\$ до более 150\$)кратно больше достаточно широкого коридора, рекомендованного для достижения целей Парижского соглашения и составляющего около 69–122 долл./т CO_2 к 2030 году (в пересчете на долл. США 2023 г.) [23]. При этом в российских сценариях декарбонизации встречаются величины платы за углерод от 0 до 59 долл./т CO_2 в 2030 году с ежегодным ростом в диапазоне 0–5 долл./т CO_2 . Принципы учета основных механизмов углеродного регулирования при моделировании развития энергетики представлены в [24] и позволяют органически включить в СТМ удельный показатель углеродоемкости производства электрической и (или) тепловой энергии как фактор конкурентоспособности технологий.

В свою очередь, структура технологий, полученная в результате оптимизации по экономическим критериям с учетом ограниченности объемов вводов, должна быть критически оценена с позиций диверсификации энергобаланса, локализации производства энергетического оборудования, материалоемкости и потребности в критическом сырье, а также системных издержек. Эти оценки относятся к замодельной постобработке результатов.

Принятая методика не лишена недостатков, в частности, она учитывает только внутриэкономические меры углеродного регулирования и не учитывает международные. Ограничения в использовании доступной мировой статистики обусловлены различиями в охвате экономических секторов, применяемых методах распределения выбросов ПГ по отраслям, возможностях компенсации (offsetting), а также наличия исключений и особых регламентов для избранных эмитентов. Сужение

количества усредняемых данных за счет выборки стран с сырьевой экономикой, наиболее близких между собой по параметрам углеродного регулирования и, в некотором приближении, схожих с Россией по макроэкономическим показателям, не позволяет разрешить это ограничение ввиду географической уникальности и сопутствующих особенностей экономики нашей страны (например, холодного климата, высокой стоимости кредита и низкой стоимости ископаемых энергоресурсов), а также изменчивого характера внешнеэкономических отношений. Вместе с тем в условиях отсутствия оценок влияния различных сочетаний мер на структуру технологий в российской энергетике наиболее оправдано начинать с малого. К традиционным трудностям моделирования технологической структуры добавились новые “санкционные”. Они выражаются в нарушении свободного международного обмена технологиями, влекущими искажение данных об удельной стоимости установленной мощности для условий России.

Функционирование добровольного углеродного рынка в России пока не устоялось, отчасти ввиду незавершенности переговоров о его международном признании и взаимной интеграции с иностранными рынками. Кроме того, при составлении сценариев углеродного регулирования изначально следует учитывать ограничения линейного программирования, присущие СТМ, в частности, невозможность учесть рыночное поведение участников оборота углеродных единиц. Как следствие, добровольный углеродный рынок в составе возможных сценариев не рассматривается.

РЕЗУЛЬТАТЫ

В результате исследования сформированы шесть сценариев углеродного регулирования, предназначенных для формализации средствами СТМ. Перечень разработанных сценариев представлен в табл. 1. Распространенный подход предполагает начинать исследование совокупности факторов с рассмотрения крайних точек, т.е. для вариантов введения каждой из рассматриваемых мер углеродного регулирования по отдельности. Этот шаг не нуждается в подробном объяснении. Выбор сочетаний для мер углеродного регулирования, напротив, следует обсудить:

Сценарий 1 представляет собой введение углеродного налогообложения выбросов ПГ, чье администрирование может опираться на действующую в России обязательную углеродную отчетность, дополненную прямым количественным ограничением выбросов отрасли в виде установки абсолютного предела выбросов в тоннах CO_2 -эквивалента (CO_2e). В таком случае регулированием будут охвачены предприятия по добыче, переработке, транспортировке, хранению угля, нефти и природного газа, а также энергетические предприятия, на которых осуществляется стационарное сжигание ископаемого топлива. Такое сочетание должно позволить создать устойчивый ценовой сигнал и определить фиксированный уровень издержек на декарбонизацию и при этом обеспечить целевые показатели по сокращению выбросов в соответствии с национальными обязательствами.

Сценарий 2 также включает в себя углеродное налогообложение, но неопределенность будущего уровня выбросов снижается за счет ограничения на углеродную интенсивность производства электрической и/или тепловой энергии, что обеспечивает некоторую прозрачность в управлении воздействием на структуру энергетических технологий. Предельные величины углеродной интенсивности должны быть согласованы со значениями, приведенными в критериях Таксономии

зеленых проектов, например, для газовой генерации $0.03 \text{ тСО}_2\text{е}/\text{МВт}\cdot\text{ч}$ при производстве тепла и $0.1 \text{ тСО}_2\text{е}/\text{МВт}\cdot\text{ч}$ при производстве электроэнергии.

Сценарий 3 является единственным сценарием, предполагающим одновременное применение только одной меры – СТВ, с которой часто начинается углеродное регулирование на национальном уровне. Этот рыночный инструмент количественного регулирования обеспечивает заданное совокупное снижение антропогенной эмиссии с наименьшими издержками и при постоянном снижении общего количества квот может являться самодостаточной мерой. С одной стороны, СТВ сложнее и дороже в администрировании, чем налогообложение, а с другой – позволяет использовать рыночные силы в качестве стимулирующей мотивации к ускорению сокращения эмиссии на корпоративном уровне выше заданных темпов.

Сценарий 4 должен позволить своевременно обеспечить национальные климатические цели по снижению выбросов ПГ за счет прямого количественного ограничения и при этом обеспечить финансовую поддержку безуглеродной генерации с минимальными затратами со стороны государственного бюджета за счет работы добровольного рынка сертификатов происхождения энергии. Эффективность такой поддержки, а значит, и глубина декарбонизации структуры производства энергии будет напрямую зависеть от цены на сертификат, которую пока планируется ограничить регулятором “снизу” на уровне 100 рублей/МВт·ч.

Сценарий 5 заключается в более детальном регулировании выбросов ПГ ТЭК благодаря действию налогообложения в секторе добычи и первичной переработки энергоресурсов и технологическому ограничению в секторе генерации электроэнергии и тепла. В нем также предусмотрена дополнительная поддержка низкоуглеродной генерации в виде льготных кредитных ставок для смягчения финансовой нагрузки на предприятия отрасли в условиях декарбонизации, что особенно актуально в периоды экономической нестабильности.

Сценарий 6 предполагает прямое регулирующее воздействие на эмитентов с обоих концов производственно-сбытовой цепи, а именно арретивную финансовую мотивацию в виде ограничения финансирования добычи углеродоемких энергоресурсов и налогообложение выбросов ПГ. Крайним случаем является полный запрет на финансирование, например, угольной отрасли, который возник в рекомендациях Международного энергетического агентства (МЭА), однако более оправданным из радикальных видится запрет строительства новых угольных электростанций без применения технологий улавливания и хранения углерода.

ОБСУЖДЕНИЕ

Целесообразно сравнить разработанные сценарии с результатами исследований в сфере углеродного регулирования, проведенных в России и за рубежом.

Систематизировав мировой опыт введения цены на углерод, И.А. Степанов приходит к выводу, что экономический подход к регулированию выбросов ПГ не может служить единственным инструментом достижения национальных климатических целей и должен сочетаться как с административными инструментами, так и с мерами информационной и технологической политики [8]. При этом исследование Й. ван ден Берга и др. [25], посвященное оценке эффективности различных сочетаний механизмов углеродного регулирования на основании анализа литературных источников, показывает, что объединение административных

инструментов и СТВ дает эффект обратный синергическому. В свою очередь, при наличии действующих технических стандартов в области энергоэффективности, а также бюджетной поддержки внедрения низкоуглеродных технологий только введение углеродного налогообложения будет усиливать национальную

Таблица 1. Сценарии углеродного регулирования в энергетике России

Название меры	Краткое описание	Сценарий 1	Сценарий 2	Сценарий 3	Сценарий 4	Сценарий 5	Сценарий 6
Прямое количественное ограничение выбросов парниковых газов	Установка предела выбросов, превышение которого не допустимо вне зависимости от стоимости сокращения выбросов ПГ, необходимого для его достижения	V			V		
Технологическое ограничение	Установка ограничения на углеродную интенсивность технологий генерации электроэнергии и/или тепла		V			V	
Система торговли квотами на выбросы	Установка предела выбросов для регулируемых организаций в виде квот (тCO _{2e}), распределяемых между эмитентами бесплатно или с учетом цены квоты (т.е. аукционно), превышение которых штрафует. Создание углеродного рынка для балансирования единиц выполнения квоты между эмитентами.			V			
Углеродное налогообложение	Налогообложение углеродоемких энергоресурсов (ставка пропорциональна содержанию углерода, долл./тС)					V	
	Налогообложение выбросов парниковых газов (ставка пропорциональна удельным выбросам ПГ углерод-интенсивных технологий, долл./тCO _{2e}).	V	V				V

Таблица 1. Окончание

Название меры	Краткое описание	Сценарий 1	Сценарий 2	Сценарий 3	Сценарий 4	Сценарий 5	Сценарий 6
Зеленые финансовые инструменты	Ограничение на объем финансирования отдельных наиболее углеродоемких энергетических отраслей						V
	Льготные кредитные ставки для финансирования объектов низкоуглеродной генерации					V	
Сертификаты происхождения энергии	Система обращения электронных документов, выдаваемых по факту производства электрической энергии с низким уровнем выбросов ПГ и добровольно приобретаемых потребителями				V		

климатическую политику. Данные положения согласуются со Сценариями 1 и 2, предложенными в настоящей работе.

И.А. Башмаков, анализируя зарубежный опыт регулирования выбросов ПГ как для СТВ [26], так и для углеродного налогообложения [27], отмечает значимость наличия предусмотренных способов защиты конкурентоспособности углеродоемких отраслей. Предположим, что для энергетики к таким способам можно отнести льготное финансирование и систему обращения зеленых сертификатов. В свою очередь, И.В. Савин [9] показал, что при неполном охвате регулированием всех экономических агентов введение углеродного налогообложения, СТВ или прямого квотирования в секторе добычи (или импорта) ископаемых ресурсов более выгодно, чем в секторе их потребления (сжигания), непосредственно сопровождающегося выбросами ПГ ввиду роста цен на углеродоемкие энергоресурсы. Вышеуказанные особенности охватываются системой мер углеродного регулирования, составляющей Сценарий 5.

С.Л. Ситников сформулировал “золотое сечение” для российской системы углеродного регулирования как “квотирование выбросов ПГ, стимулирование реализации климатических проектов частными лицами, а также внедрение налогового и иного административного стимулирования” [28, с. 16]. По сути, такой вариант является сочетанием всех возможных типов мер углеродного регулирования и может быть рассмотрен как сценарий предельной зарегулированности в случае, если остальные сценарии по результатам модельных расчетов покажут свою несостоятельность в вопросе достижения климатических целей, однако на данном

этапе он кажется чрезмерным по нагрузке на эмитентов в условиях санкционного давления.

Сценарии низкоуглеродного развития ЕС и США были составлены исходя из амбиций по достижению углеродной нейтральности к 2050 г. В исследовании [29], проведенном в интересах европейского бизнес-сообщества, смоделированы шесть основных инструментов углеродного регулирования по отдельности и в виде пяти различных комбинаций, две из которых содержат только внутриэкономические меры, а именно: (1) введение льготных тарифов для товаров с низким содержанием углерода, высвобождающегося в процессе их конечного использования, вместе с сокращением субсидий для ископаемого топлива и промышленности, (2) то же, дополненное налогом на потребление товаров, содержащих углерод в качестве меры по борьбе с т.н. утечкой углерода. В другом исследовании, ориентированном на трансформацию энергетики ЕС [30], целевые пределы выбросов ПГ по отдельным отраслям были дополнены показателями увеличения энергоэффективности и роста доли ВИЭ в структуре конечного потребления энергии. В рамках проекта «Углеродно-нейтральная Америка» [31] сценарии были сформированы на основании различных темпов электрификации и развития возобновляемой, атомной и биоэнергетики, а также с учетом ограничений использования ископаемого топлива и подземных хранилищ CO₂. Указанные зарубежные подходы включают изменение действующей энергетической и экономической политики, а также прямое регулирование конечного потребления, которое в СТМ задается экзогенно, поэтому их не получается рассматривать только в рамках сценариев углеродного регулирования.

Стоит отметить, что неопределенность состава национальной системы мер углеродного регулирования связана не только с регуляторным инструментом, но и с рядом дополнительных влияющих факторов, учет которых не входит в задачи настоящего исследования. А. Марку [32] рассматривал в качестве таких факторов географический масштаб действия принимаемых мер, их распространение на внешне- и внутриэкономическую деятельность, взаимосвязь с международными нормами и иностранными мерами углеродного регулирования, целевое использование финансовых поступлений, широту охвата различных отраслей и уровней выбросов и способ определения предельно допустимых выбросов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Национальную климатическую политику важно выстроить так, чтобы меры углеродного регулирования имели единое целеполагание с экономическим развитием, особенно в области энергетики. При этом сохранение высокого уровня надежности и безопасности энергоснабжения, а также доступности энергии для потребителей должно оставаться приоритетным направлением развития энергетики и ТЭК. Что касается взаимной балансировки мер углеродного регулирования в рамках единой системы, следует констатировать следующее:

1) В рамках системы углеродного регулирования следует сочетать меры с различными зонами определенности, например, административные и фискальные, нивелируя органические недостатки отдельных мер. В таком случае, потенциально возможно обеспечить гибкое управление будущим уровнем выбросов ПГ, а также зафиксировать уровень издержек на декарбонизацию, допустимый с учетом роста экономики.

2) Способ поддержки низкоуглеродных технологий, заданный государством, определяет как темпы декарбонизации энергетики, так и то, какие конечные потребители и насколько сильно будут ощущать форсированную трансформацию энергетики. В случае добровольной системы обращения зеленых сертификатов нагрузка приходится, в основном, на углеродинтенсивную промышленность, тогда как для льготного финансирования характерно ее более равномерное распределение через финансовые институты.

3) При введении углеродного регулирования на различных этапах производственно-сбытовой цепи, например, в секторе добычи и первичной переработки энергоресурсов или в секторе генерации электроэнергии и тепла, необходимо учитывать не только эффективность системы в обеспечении целевого снижения выбросов, но и величину затрат на ее администрирование и возможность обеспечения прозрачности и достоверности данных.

Разработанные сценарии углеродного регулирования представляют собой совместный набор наиболее вероятных мер, которые имеет смысл рассматривать в условиях России. Сопоставление сценариев с использованием СТМ позволяет определить оптимальную структуру технологий в энергетике России, обеспечивающую целевое снижение отраслевых выбросов ПГ, состав мер углеродного регулирования, в наилучшей степени стимулирующий это снижение, а также объем совокупных затрат, необходимых для изменения структуры технологий.

Исследование выполнено в Институте энергетических исследований РАН при поддержке Министерства науки и высшего образования РФ (проект № FFGW-2022-0002 “Эффективные способы адаптации и средства управления развитием энергетики России в условиях глобального энергетического перехода”).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Балашов, М.М.* Влияние механизмов углеродного регулирования на развитие промышленности Российской Федерации / М. М. Балашов // Стратегические решения и риск-менеджмент, 2020. Т. 11, № 4. С. 354–365.
DOI 10.17747/2618-947X-2020-4-354-365.
2. *Филиппов С.П., Дильман М.Д.* Системные исследования приоритетов научно-технологического развития энергетики: методологические аспекты // Системные исследования в энергетике: методология и результаты / Под ред. А.А.Макарова и Н.И. Воропая. М.: ИНЭИ РАН, 2018. С. 63–86.
3. *Keiko A.V.* The carbon regulation and its accounting in system energy models // AIP Conference Proceedings 2552, 080002, 2023.
DOI: 10.1063/5.0112807.
4. Comparing transformation pathways across major economies/ Schaefer, R. [et al.] // Climatic Change 162, 1787–1803 (2020).
DOI: 10.1007/s10584-020-02837-9.
5. Energy system transitions and low-carbon pathways in Australia, Brazil, Canada, China, EU-28, India, Indonesia, Japan, Republic of Korea, Russia and the United States/ Fragkos, P. [et al.]. // Energy 216, 119385 (2021).
DOI: 10.1016/j.energy.2020.119385

6. *Waisman H. et al.* A pathway design framework for national low greenhouse gas emission development strategies. *Nat. Clim. Change* 9, 261–268 (2019) DOI:10.1038/s41558-019-0442-8.
7. *Russia and Global Green Transition: Risks and Opportunities / I. Makarov, D. Besley, H. Dudu [et al.]* // Washington: World Bank Group, 2021. p. 110.
8. *Степанов И.А.* Цена на углерод: теория и практика регулирования выбросов парниковых газов / И.А. Степанов, К.З. Галимова // Вестник Московского университета. Серия 6: Экономика, 2021. № 4. с. 95–116.
9. Regulation at the source? Comparing upstream and downstream climate policies. / J. Foramitti, I. Savin, J. van den Bergh // *Technological Forecasting and Social Change*, 2021. 172 (121060). <https://doi.org/10.1016/j.techfore.2021.121060> (дата обращения: 22.11.2023).
10. *Порфирьев Б.Н.* Стратегия низкоуглеродного развития: перспективы для экономики России / Б.Н. Порфирьев, А.А. Широков, А.Ю. Колпаков // *Мировая экономика и международные отношения*, 2020. Т. 64. № 9. с. 15–25. DOI 10.20542/0131-2227-2020-64-9-15-25.
11. *Кононов Ю.Д.* Возможное влияние введения платы за выбросы парниковых газов на стоимость электроэнергии / Ю.Д. Кононов, Д.Ю. Кононов // *Национальные интересы: приоритеты и безопасность*, 2021. Т. 17. № 9 (402). С. 1612–1624. DOI: 10.24891/ni.17.9.1612.
12. Исследование путей и темпов развития низкоуглеродной энергетики в России / А.А. Макаров, А.В. Кейко, В.А. Малахов и др.; под ред. А.А. Макарова. М.: ИНЭИ РАН, 2022. 138 с.
13. *Bashmakov I.* Russia's carbon neutrality: pathways to 2060/ Bashmakov I., Bashmakov V., Borisov K. // *CENEF – XXI*, 2022. p. 152.
14. *Башмаков И.А.* Низкоуглеродные технологии в России. Нынешний статус и перспективы/ И. Башмаков, В. Башмаков, К. Борисов [и др.] // Центр энергоэффективности – XXI век, июнь 2023. 173 с. URL: https://cenef-xxi.ru/uploads/Tehnologicheskij_razryv_1c905a5aa1.pdf (дата обращения: 22.11.2023).
15. *Холкин Д.В.* Маятник энергоперехода: информационно-аналитический обзор/ Д.В. Холкин, И.С. Чаусов, К.А. Ермолаев// АНО “Центр энергетических систем будущего “Энерджинет”, 2022. 74 с.
16. *Гайда И.* Сценарии декарбонизации в России / И. Гайда, Е. Грушевенко// Центр устойчивого развития Школы управления Сколково, 2022. 19 с.
17. *Доброславский Н.* Декарбонизация в условиях неопределенности: пути и решения/ Н. Доброславский, Д. Сесицкий; под ред. Е. Дубовицкой // Центр устойчивого развития Школы управления Сколково, 2022. 117 с.
18. *Ляшик Ю.* Свежий взгляд на межтопливную конкуренцию / Ю. Ляшик, И. Гайда, Е. Грушевенко // *Skoltech*, 2023. 35 с.
19. *Клименко А.В.* Перспективы России в снижении выбросов парниковых газов / А.В. Клименко, А.Г. Терешин, О.В. Прун // *Изв. РАН. Энергетика*, 2023. № 2. С. 3–15. DOI: 10.31857/S0002331023020036.
20. World Bank Group. State and Trends of Carbon Pricing 2023/ World Bank Group. Washington, DC, 2023. URL: <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/39796> (дата обращения: 22.11.2023).
21. *SCANNER: Super Complex for Active Navigation in Energy Research / Веселов Ф.В., Елисева О.А., Кулагин В.А. и др.* / Под ред. А.А. Макарова. – М.: ИНЭИ РАН, 2011. 72 с.

22. Кейко А.В. Системные модели в исследованиях энергетики // Технологическое развитие отраслей ТЭК для достижения углеродной нейтральности экономики России. Сборник докладов Школы молодых ученых. М.: ИНЭИ РАН, 2023. С. 6–32.
23. Шигина А.В. Описание механизмов углеродного регулирования при моделировании развития энергетики России // Технологическое развитие отраслей ТЭК для достижения углеродной нейтральности экономики России. Сборник докладов Школы молодых ученых. М.: ИНЭИ РАН, 2023. С. 95–103.
24. Report of the High-Level Commission on Carbon Prices/ Stiglitz J., Stern N., Duan M., et al. 2017. URL: https://www.researchgate.net/publication/318284315_Report_of_the_High-Level_Commission_on_Carbon_Prices (дата обращения: 22.11.2023).
25. Designing an effective climate-policy mix: accounting for instrument synergy / J. van den Bergh, J. Castro, S. Drews [et al.]. DOI: 10.1080/14693062.2021.1907276 // Climate Policy, 2021. 21(6). p. 745–764. URL: <https://science.ufrf.ru/en/publications/designing-an-effective-climate-policy-mix-accounting-for-instrume> (дата обращения: 22.11.2023).
26. Башмаков И.А. Эффективность европейской системы торговли квотами на выбросы ПГ и ее эволюция / И. А. Башмаков // Экологический вестник России, 2018. № 4. С. 32–41.
27. Башмаков И.А. Налог на углерод в системе налогов на энергию и экологических налогов / И. А. Башмаков // Экологический вестник России, 2018. № 3. С. 1–13.
28. Ситников С.Л. Углеродное регулирование в России: истоки и особенности / С.Л. Ситников // Вестник евразийской науки, 2022. Т. 14. № 6. URL: <https://esj.today/PDF/44ECVN622.pdf> (дата обращения: 28.10.2023)
29. Trade & Climate Change: Quantitative Assessment of the Best Policy Tools to Achieve Climate Neutrality and Competitiveness / AFEP Final Rep. Paris, 2020. 172 p. URL: afep.com/wp-content/uploads/2021/01/Trade-and-Climate-Change-Quantitative-Assessment-of-the-Best-Policy-Tools.pdf (дата обращения: 11.11.2023).
30. Energy system impacts and policy implications of the European Intended Nationally Determined Contribution and low-carbon pathway to 2050 / L. Paroussos, N. Tasios, P. Fragkos et al. // Energy Policy, 2017. 100(1). p. 216–226.
31. Net-Zero America: Potential Pathways, Infrastructure, and Impacts: Final report / E. Larson, C. Greig, J. Jenkins [et al.]. NJ, 2021. URL: <https://acee.princeton.edu/rapidswitch/projects/net-zero-america-project/> (дата обращения: 02.11.2023).
32. Border Carbon Adjustments in the EU: Issues and Options / Marcu A., Mehling M., Cosbey, A. – Roundtable on Climate Change and Sustainable Transition, 2020. URL: https://www.researchgate.net/publication/344446685_Border_Carbon_Adjustments_in_the_EU_Issues_and_Options (дата обращения: 22.11.2023).



Уважаемые коллеги!

9 июля 2024 года исполнилось 70 лет ученому-энергетику, академику Российской академии наук, директору Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения РАН – Валерию Алексеевичу Стенникову.

Академик РАН В.А. Стенников – специалист в области системных исследований в энергетике, эксперт в сфере теплоснабжающих систем, один из лидеров научного направления в разработке теоретических основ управления развитием и функционированием энергетических систем широкого спектра – от действующих трубопроводных (тепло-, водо-, нефте-, газоснабжения) до передовых интеллектуальных интегрированных систем энергетики будущего. Под его непосредственным руководством развивается оригинальная научная школа по теории гидравлических цепей – научно-технической дисциплины, синтезирующей на физическом, техническом и математическом уровне общие закономерности трубопроводных и гидравлических систем энергетики.

Результаты научной деятельности нашли свое отражение во множестве публикаций, академик РАН Стенников В.А. является автором и соавтором более 600 научных трудов, из которых свыше 400 печатных работ, включая 18 монографий, 5 учебно-методических разработок.

В.А. Стенников предложил принципиально новые положения теории системных исследований в теплоэнергетике и теплоснабжении применительно к условиям энергетического перехода в России. На этой основе выполнены разработки основополагающих государственных документов: энергетических стратегий России, Сибири и Дальнего Востока и ряда регионов страны, программы модернизации электроэнергетики России, концепции развития теплоснабжения России.

Результаты исследований, полученные Стенниковым В.А., использовались в научно-прикладных работах, выполняемых по заданию Минэнерго РФ, правительствами ряда регионов (Иркутской, Сахалинской, Магаданской, Амурской областей, Хабаровского, Красноярского, Забайкальского краев, Республики Бурятия и др.), Сколковским институтом науки и технологий, АО “Евросибэнерго”, ПАО “Иркутскэнерго”, ОАО “Иркутской электросетевой компанией”, ООО “Сибирской генерирующей компанией”, ПАО “Интер РАО ЕЭС” и многими другими организациями.

Стенников В.А. имеет большой опыт международного сотрудничества и участия в проектах, выполняемых совместно с представителями Австрии, Германии, Кореи, Монголии, Швеции, Финляндии, ЮАР, Японии, а также стран СНГ.

Валерий Алексеевич ведет большую работу по практическому претворению в жизнь перспективных разработок по энергетике, энергоэффективности

и энергосбережению, являясь заместителем председателя Научного совета РАН по комплексным проблемам развития энергетики, членом Научно-экспертного Совета при Комитете Совета Федерации по экономической политике, Координационного научного совета при губернаторе Иркутской области, Научного совета СО РАН по проблемам озера Байкал, председателем Научно-экспертного совета по энергоэффективности Иркутской области, членом общественного совета министерства жилищной политики, энергетики и транспорта Иркутской области, членом Совета Ассоциации МАСС (Межрегиональной Ассоциации “Сибирское соглашение”) и г. Иркутска и др.

Стенников В.А. – Заслуженный деятель науки Российской Федерации (2011 г.), Почетный работник науки и техники Российской Федерации (2015 г.), Почетный энергетик (2019 г.), трижды лауреат премии губернатора Иркутской области по науке и технике 2005 г., 2012 г. и 2019 г., лауреат премии Правительства РФ в области науки и техники (2016 г.), награжден Почетной грамотой Минэнерго РФ в 2015 г., Заслуженный деятель науки Сибирского отделения РАН (2024 г.).

От всего коллектива Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН сердечно поздравляем Валерия Алексеевича с 70-летним Юбилеем! Желаем успешного претворения в жизнь новых научных идей, творческого вдохновения и неиссякаемой энергии!