

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации

САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ
ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ПЕТРА ВЕЛИКОГО
КАЗАНСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ
БЕЛОРУССКИЙ
НАЦИОНАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ЭКОНОМИКА В ЭНЕРГЕТИКЕ

MODERN TECHNOLOGIES AND ECONOMICS IN ENERGY MTEE – 2021

Материалы Международной
научно-практической конференции

29 апреля 2021 года



ПОЛИТЕХ-ПРЕСС

Санкт-Петербургский
политехнический университет
Петра Великого

Санкт-Петербург

2021

ББК 65.29

С56

Современные технологии и экономика энергетики : материалы Междуна-
р. науч.-практ. конф. 29 апреля 2021 г. – СПб. : ПОЛИТЕХ-ПРЕСС, 2021. –
186 с.

В сборнике опубликованы статьи ведущих ученых и преподавателей уни-
верситетов России и Белоруссии, руководителей и специалистов отечествен-
ных и зарубежных промышленных и энергетических предприятий, студентов,
аспирантов и молодых ученых университетов России и Белоруссии.

Конференция организована тремя крупнейшими университетами России
и Белоруссии, реализующими подготовку специалистов в области энергетиче-
ски и энергосбережения, а именно Санкт-Петербургским политехническим
университетом Петра Великого, Казанским государственным энергетическим
университетом и Белорусским национальным техническим университетом.

В материалах сборника рассмотрены актуальные проблемы экономики
энергетики, энергосбережения, менеджмента в энергетике, современные тех-
нологии в энергетике, аспекты ядерной энергетики, а также цифровые техно-
логии в энергетике и промышленности.

Ответственный организатор: канд. экон. наук, доц. *О. В. Новикова*

Главный редактор: *И. А. Степанов*

Редактор: *С. С. Каюкова*

Печатается по решению

Совета по издательской деятельности Ученого совета

Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого.

ISBN 978-5-7422-7379-0

© Санкт-Петербургский политехнический
университет Петра Великого, 2021

Содержание

«Экономика и менеджмент в энергетике»

В.В. Бразовская, А.Е. Дементьева

Обоснование выбора технологии Smart Grid как инструмента развития
отрасли электроэнергетики России 10

В.В. Пирогова, А.Д. Рыдзевская

Устойчивое развитие и изменение климата 12

А.И. Лимонов, И.С. Кот

К оценке единовременных затрат в технико-экономических расчетах 14

М.Р. Чиляева, Е.С. Дубровская

Анализ рисков на предприятиях энергетики 16

А.Ф. Сахибгареев, М.Д. Дудин, И.Д. Налетов, Е.А. Гришкова, В.С. Суворова

Эффективность замены масляных выключателей на вакуумные в ЗРУ 18

А.Ф. Сахибгареев, И.Д. Налетов, Е.А. Гришкова, В.С. Суворова, Н.К. Казанцев

Рентабельность замены воздушных выключателей на элегазовые в системах
ОРУ 20

Е.А. Гришкова, М.Д. Дудин, В.С. Суворова, А.Ф. Сахибгареев, И.Д. Налетов

Перспективность инвестиций в энергетику Российской Федерации 23

КН.А. Shahbazyan

Assessment of the impact of legislation changes on the country's energy security
(on the example of the Republic of Armenia) 25

П.А. Кучма

Анализ и развитие технологий для возврата в цикл сточных вод
целлюлозно-бумажного производства 28

А.С. Вишкина, А.Р. Муртазаева

Развитие зеленых технологий для утилизации нефти и нефтепродуктов с
почв и водоемов 30

С.Е. Пышняк, Д.М. Русин, Е.С. Дубровская

Направления развития отрасли энергосберегающих технологий 32

О.В. Новикова, И.А. Дегтярев, П.С. Савлов

Перспективы развития водородной энергетики на Дальнем Востоке 34

<i>А.С. Горько, Т.А. Чепасова</i>	
Снижение энергопотребления с помощью применения нейронных сетей на примере центров обработки данных	36
<i>А.А. Казанцева, Т.Ю. Кудрявцева</i>	
Определение факторов, влияющих на объем потребления авиатоплива.....	38
<i>Е.В. Петросян, А.А. Геворгян, Е.А. Соколова</i>	
Либерализации энергетического рынка в Армении и развитие систем энергоснабжения	41
<i>О.В. Новикова, У.Д.С. Гунасекара, Е.О. Кашина, А.А. Аристова, Б.М.Д.Н.С. Джайасингхе</i>	
Экономическая целесообразность атомной энергетики как допустимого направления развития энергетического сектора Шри-Ланки	43
<i>А.А. Аристова, У.Д.С. Гунасекара, О.В. Новикова</i>	
Экологическая и экономическая оценка использования угля в энергетике Европы.....	46
<i>А.Р. Хафизова, С.А. Лившиц, Н.А. Юдина</i>	
Особенности и экономическая оценка индивидуальной системы отопления	49
<i>З.Х. Хантимерова, Н.А. Юдина, С.А. Лившиц</i>	
Цифровизация в энергетике Российской Федерации	51
<i>А.К. Павлова, С.А. Лившиц, Н.А. Юдина</i>	
Использование отходов деревообрабатывающей промышленности в качестве топлива	54
<i>Л.А. Сабирзянова, С.А. Лившиц, Н.А. Юдина</i>	
Влияние альтернативной энергетики на экономику Российской Федерации	56
<i>Д.Н. Матвейчук</i>	
Алгоритм выбора децентрализованного источника электроснабжения	58
<i>Т.Ф. Манцеров, Е.П. Корсаков</i>	
Основные подходы к оценке уровня энергетической безопасности странами ЕАЭС	61
<i>К.А. Качура</i>	
Проблемы развития классической энергетики в условиях несбалансированной системы.....	63

<i>Д.В. Ларионова, О.Н. Ковалёва</i>	
Динамика энергоёмкости белорусского ВВП.....	65
<i>М.В. Ширковец, Е.Ю. Сильванович</i>	
Особенности управления обслуживанием и ремонтом энергетического оборудования.....	67
«Современные аспекты тепловой и ядерной энергетики»	
<i>А.М. Панкин, И.В. Вишняков</i>	
Диагностирование реактиметров ядерного реактора на основе построения эквивалентной модели.....	70
<i>А.М. Панкин, А.К. Горохов</i>	
Диагностическое моделирование внутризонных детекторов нейтронного потока ядерного реактора.....	72
<i>D.L. Kolbantseva, D.A. Treshchev, M.A. Treshcheva</i>	
Research of a double-circuit cogeneration CCGT operating in a heat production mode.....	74
<i>А.Д. Рыдзевская, В.В. Пирогова</i>	
Обеспечение экологической безопасности АЭС.....	76
<i>В.Н. Нагорнов</i>	
Изменение себестоимости теплоты при принудительной разгрузке отборов ТЭЦ.....	78
<i>Д.А. Федорович, И.Л. Парамонова</i>	
Обоснование теплотехнической надёжности твэлов с мононитридом урана и СНУП-топливом.....	80
<i>А.М. Ваганов, И.Л. Парамонова</i>	
Обоснование выбора модели теплопроводности для ремикс-топлива.....	82
<i>В.В. Гаврилов, Я.А. Владимиров</i>	
Выбор типа трубопроводов для прокладки тепловых сетей.....	85
<i>М.В. Конюшин</i>	
Оптимизация параметров тепловых схем АЭС генетическим алгоритмом: анализ влияния давления в отборах турбины.....	87
<i>С.О. Пономарева, М.В. Конюшин</i>	
Сравнительный анализ метаэвристических алгоритмов оптимизации для задач атомной энергетики.....	89

А.А. Нагибин, Ю.И. Козлов, М.В. Конюшин

Разработка алгоритма внесения работ в план-график остановов АЭС с учетом их технологической последовательности..... 91

М.И. Антонов, А.В. Емельянов, Н.М. Емельянова, А.А. Калютик, Ю.Е. Карякин, А.А. Аржаев, А.И. Аржаев, В.О. Маханев, И.Н. Денисов

К вопросу об аттестации систем неразрушающего контроля для атомных станций..... 93

М.И. Антонов, А.В. Емельянов, Н.М. Емельянова, А.А. Калютик, Ю.Е. Карякин, А.А. Аржаев, А.И. Аржаев, В.О. Маханев, И.Н. Денисов

О роли систем неразрушающего контроля для обеспечения показателей атомных станций 95

Г.А. Ромахова

Метод расчета показателей газотурбинной установки с охлаждаемой турбиной..... 97

А.Л. Буров, А.Г. Герасимова

Анализ возможных сценариев разбавления теплоносителя i контура в аварийных режимах работы энергоблока АЭС 100

А.В. Ившин, Н.М. Сидоров, И.А. Степанов

Возможные способы утилизации облучённого графита при выводе из эксплуатации уран-графитовых реакторов 102

«Энергоэффективные технологии»

А.В. Волчков, Е.М. Пузырев

Исследование способов использования отходов животноводства для выработки энергии..... 105

Н.В. Романюк, О.В. Новикова

Реализация инновационных технологий энергетической утилизации отходов при эксплуатации новых жилых массивов 107

Н.А. Забелин, А.Д. Шевченко, В.А. Койбагарова

Возможности комплексного энергообеспечения компрессорных станций 110

Д.А. Секацкий

Алгоритм компенсации реактивных нагрузок в основных электрических сетях ОЭС Беларуси..... 112

П.А. Карнаухова, Г.Д. Мамонтов, В.С. Суворова, М.Д. Шитицина

Внедрение установки плазменной газификации на ТЭЦ с комбинированным использованием природного и синтез газов 114

Я.В. Потачиц

Частотный анализ вынужденных и свободных колебаний конструктивных элементов электроустановок..... 116

М.А. Мальшев, Н.А. Забелин

Выбор мощности газотурбинной установки для морских газопроводов ... 119

Н.А. Лунегов, В.А. Рассохин, Ю.А. Переплетчикова

Расчёт продуктов сгорания и анализ влияния топлива на КПД установки, работающей на водородном топливе 121

Ю.А. Переплетчикова, Н.А. Лунегов, В.А. Рассохин

Исследование эффективности установки, работающей на водородном и смешанных с водородом топливах..... 123

В.А. Рассохин, В.А. Федоров

Охлаждение при помощи элементов Пельтье..... 126

Н.А. Королева, Е.Ю. Семакина, В.А. Черников

Разработка оптимизированной формы проточной части выходного диффузора двухвальной ГТУ 128

Д.А. Тарабашук, Е.Ю. Семакина, В.А. Черников

Анализ применения направляющих лопаток с криволинейной осью 129

В.П. Петрушина, В.В. Янчук

Мероприятия по модернизации электроснабжения белорусской железной дороги 131

Н.А. Попкова, Е.М. Гецман

Оценка потенциала солнечной энергии республики Беларусь на примере Мстиславского района..... 133

М.А. Ри, Н.А. Забелин

Оценка потенциала геотермальной энергетики в России..... 135

Е.А. Гришкова, М.Д. Шитицина, Н.К. Казанцев, А.Ф. Сахибгареев,

И.Д. Налетов

Особенности использования энергии ветра в промышленности России.... 137

А.И. Крупенин, В.В. Барсков

Создание перспективной газотурбинной установки для опреснения морской воды 139

М.А. Лаптев, В.В. Барсков, В.А. Рассохин

Перспективные газотурбинные установки с внешним подводом теплоты 142

<i>В.С. Суворова, М.Д. Шипицина, Е.А. Гришкова, Е.А. Чупрова, О.В. Логинова, Д.А. Богдашкин</i>	
Перспективы развития производства водорода в России.....	144
<i>П.А. Карнаухова, Г.Д. Мамонтов, В.С. Суворова, М.Д. Шипицина</i>	
Организационно-экономическая модель партнерства при внедрении технологий плазменной газификации и цифрового двойника на ТЭЦ.....	147
<i>В.И. Дулгер, В.В. Барсков</i>	
Разработка термостойкого покрытия на перо лопатки	149
<i>А.Ю. Твердохлеб, Е.Ю. Семакина</i>	
Влияние принудительного охлаждения газовой турбины паровым потоком на работу диффузора	151
<i>Н.А. Забелин, И.С. Мекуренок</i>	
Возможности применения турбин противоположного вращения на магистральных газопроводах для привода нагнетателя природного газа ..	153
<i>Е.С. Марусов, М.С. Ботвинкина, Г.Л. Раков</i>	
Параметризация рабочей лопатки ступени ЛПИ.....	155
<i>В.С. Суворова, М.Д. Шипицина, Е.А. Гришкова, Е.А. Чупрова, О.В. Логинова, Д.А. Богдашкин</i>	
Перспективы развития хранения и транспортировки водорода в России ..	157
<i>К.С. Калмыков, И.Д. Аникина</i>	
Оценочный конструкторский расчёт теплового насоса для замены антиобледенительной системы ПГУ-ТЭЦ	159
<i>Я.А. Владимиров</i>	
Концепция переменной зоны действия источников в бивалентной системе теплоснабжения.....	161
<i>И.Д. Аникина, В.А. Веснин</i>	
Корректировка энергетических характеристик турбоустановки Т-50/64-7,4/1,2 с применением методов имитационного моделирования.....	164
<i>Конов Д.А.</i>	
Эффективное преобразование углекислого газа	166
«IT-технологии в энергетике»	
<i>М.Д. Дудин, Е.А. Гришкова, А.Ф. Сахибгареев, Я.М. Дзюба, И.Д. Налетов</i>	
Анализ инструмента моделирования сети	169

<i>И.В. Новаш, А.С. Алехнович</i>	
Проверка эффективности микропроцессорных защит асинхронных электродвигателей.....	171
<i>И.Д. Аникина</i>	
Система мониторинга и диагностики состояния энергетического оборудования.....	173
<i>А.С. Горько, Т.А. Чепкасова</i>	
Снижение энергопотребления с помощью применения нейронных сетей на примере центров обработки данных	176
<i>С.П. Лаухин, Н.М. Кузнецов</i>	
Программный код автоматизации расчёта горизонтального парогенератора АЭС.....	178
<i>К.Н. Александров, Н.Г. Иванова, О.В. Новикова</i>	
Криптовалюты как эквивалент энергетической стоимости	180
<i>А.Ш. Сабирзянова, Н.А. Юдина, С.А. Лившиц, А.В. Коцюбинский</i>	
Функциональная модель как основа интеллектуального управления производственными процессами на энергетических предприятиях в масштабе реального времени.....	183

«Экономика и менеджмент в энергетике»

УДК 621.311.1

В.В. Бразовская, А.Е. Дементьева
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА ТЕХНОЛОГИИ SMART GRID КАК ИНСТРУМЕНТА РАЗВИТИЯ ОТРАСЛИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ

Введение. Изначально существующая энергосистема сложилась в условиях ограниченности возможностей по планированию ее дальнейшего развития и перед проектировщиками не стояли вопросы об уровне надежности и качества энергоснабжения. Но в настоящее время вопрос модернизации электрической системы является открытым.

Актуальность. Стандартные энергетические сети уже становятся пережитком прошлого, так как во времена развития искусственного интеллекта появляется все больше возможностей для внедрения технологий, позволяющих математически просчитывать и планировать развитие сети. Это позволяет перейти на новый уровень использования электроэнергии, а также повысить вопросы ее качества и надежности путем исключения ошибок математических расчетов, связанных с человеческим фактором.

Умная сеть (Smart Grid) — это полностью автоматизированный комплекс специализированных программ, который позволяет на основе информации, полученной от всех объектов системы и промежуточных элементов сетей, наиболее эффективно распределять всю вырабатываемую энергию между потребителями, обеспечив при этом не только стабильность энергосети, но и сглаживание графиков нагрузки [1].

Цель исследования. На основе анализа технологии Smart Grid выявить особенности энергосистемы будущего, которая будет базироваться на данной технологии.

На рисунке 1 представлен сравнительный анализ энергетической системы, существующей сегодня, и особенностей энергосистемы, базирующейся на основе Smart Grid технологии. Основными преимуществами Smart Grid являются надежность и качество энергоснабжения, которое достигается за счёт онлайн мониторинга процесса поставок электроэнергии и возможности управления перетоками.



Рисунок 1 – Сравнение типов энергетических систем

Также интеллектуальные сети повышают безопасность электроснабжения, проводя постоянный контроль всех элементов сети и давая возможность своевременно предотвращать возникающие неполадки. Далее можно утверждать, что технология значительно повышает энергоэффективность. Увеличение доли возобновляемых источников энергии, электрификация транспортной системы и создание условий для оптимального потребления электроэнергии оказывают положительный эффект на экологию и охрану окружающей среды, так как происходит значительное снижение выброса CO₂ в атмосферу. Технологии, позволяющие в режиме онлайн отслеживать объёмы потребления электроэнергии и цены на нее, дают возможность оптимизировать затраты.

Выводы. Как мы видим, Smart Grid – это комплексная модернизация всей энергосистемы. Описанные преимущества затрагивают всех участников данного процесса начиная с генерирующих компаний и заканчивая конечными потребителями.

После изучения составляющих можно прийти к выводу, что основная задача интеллектуальной энергосистемы состоит в соединении уже существующей системы с информационной, таким образом получается, что Smart Grid разделяется на две подсистемы: подсистема передачи электроэнергии и подсистема обмена информацией. Подсистема обмена информацией отвечает за непрерывный обмен массивами данных в режиме реального времени, который помогает обеспечить баланс между спросом и предложением электроэнергии.

Данная технология имеет возможность для автоматического восстановления, устранения сбоев и защиты от внешних угроз, что заметно повышает эффективность и безопасность энергоснабжения.

ЛИТЕРАТУРА

1. Коробченко Д. А., Котов С. В. Опыт применения Smart Grid в России и за рубежом //энергетическая безопасность. – 2020. – с. 179-192.
2. Ховалова Т. В., Жолнерчик С. С. Эффекты внедрения интеллектуальных электроэнергетических сетей //Стратегические решения и риск-менеджмент. – 2018. – №. 2 (107).
3. Гальперова Е. В. и др. Моделирование поведения активного потребителя на основе агентного подхода //Информационные и математические технологии в науке и управлении. – 2017. – №. 4 (8).
4. Еризко В. В. Цифровая энергетическая парадигма: стратегия и перспективы развития отрасли //Научный ежегодник Центра анализа и прогнозирования. – 2018. – №. 1. – С. 153-158. Кобец Б. Б., Волкова И. О. Видение реализации концепции Smart Grid в России (на основе анализа зарубежных разработок) //URL: <http://www.tatgencom.ru> (дата обращения: 23.03.2021)

УДК 502

В.В. Пирогова, А.Д. Рыздзевская
Белорусский национальный технический университет

УСТОЙЧИВОЕ РАЗВИТИЕ И ИЗМЕНЕНИЕ КЛИМАТА

Введение. Цели устойчивого развития Организации Объединённых Наций (далее ООН) направлены на улучшение благосостояния общества и защиту планеты в целом. Они охватывают все проблемные области жизни человечества. Поэтому ООН было принято внести в 2015 году борьбу с изменением климата в цели устойчивого развития.

Актуальность. За последнее десятилетие на нашей планете произошло рекордное количество природных катаклизмов, которые угрожают жизни людей. Так же было нанесено много ущерба природе в виде парниковых выбросов, которые приводят к повышению температуры окружающей среды. Все это требует принятия четких решений и разработки концепции экологической безопасности.

Цель исследования. Провести анализ существующих мероприятий и их последствий в сфере борьбы с изменением климата странами, придерживающимися целей устойчивого развития. Объектом исследования являются страны, находящиеся в рейтинге на ведущих позициях в этой области, предметом исследования являются действия, предпринимаемые ими для достижения положительного результата.

В 2020 году ООН провела анализ 57 стран и Европейского Союза по данным которого были распределены места в «Рейтинге стран по борьбе с изменениями климата». При подведении итогов организация учитывала следующие параметры:

1. Выбросы парниковых газов (40% от общего балла);
2. Использование возобновляемых источников энергии (далее ВИЭ) (20% от общего балла);

3. Потребление энергии (20% от общего балла);
4. Климатическая политика (20% от общего балла).

При этом ни одна из стран не смогла достичь с 1 по 3 место, из чего можно сделать вывод, что никто из перечня не делает достаточно, чтобы предотвратить опасные изменения климата. Перечень самых выдающихся стран и их суммарный Индекс эффективности борьбы с изменением климата (англ. Climate Change Performance Index, CCPI) показан на рисунке 1. Швеция занимает лидирующую позицию уже второй год, хотя ее показатели потребления энергии на душу населения довольно высоки.

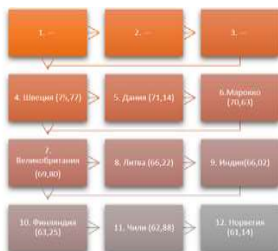


Рисунок 1 – Рейтинг стран по борьбе с изменениями климата [1]

Страна подвергается критике из-за отсутствия целевого показателя энергопотребления и недостаточных стимулов к энергоэффективности. Особое внимание в отчете за 2020 год уделяется Чили, так как страна присоединилась к CCPI только в этом году и уже заняла 11 место. Такое высокое место Чили заняла благодаря хорошо развивающейся сфере возобновляемой энергетики. По плану 70% энергии к 2035 году будет производиться с помощью ВИЭ [2]. Для достижения странами первых позиций в данном рейтинге и минимизации воздействий на окружающую среду необходимо следовать этапам, представленным на рисунке 2.



Рисунок 2 – Мероприятия, направленные на минимизацию воздействий на окружающую среду [3,4]

Следует отметить, что пагубные изменения климатической ситуации уже повлекли определенные изменения в природном балансе, которые на данный момент не представляется возможности обратить, они представлены на рисунке 3.



Рисунок 3 – Последствия изменений климата [3]

Выводы. Во всех целях устойчивого развития предусмотрены мероприятия, направленные снижения воздействия антропогенных факторов на окружающую среду. Если не начать принимать решительных мер сейчас, то ухудшение экологической обстановки очень дорого обойдется человечеству в будущем. Мы рискуем потерять все последние достижения в сфере развития и усугубить ситуацию с нехваткой продовольствия, чистой воды и так далее.

ЛИТЕРАТУРА

1. Рейтинг стран по борьбе с изменениями климата // IEA URL: <https://nonews.co/directory/lists/countries/climate-change-performance-index>
2. Climate Change Performance Index. Results 2020 // IEA URL: <https://nonews.co/wp-content/uploads/2019/12/ccpi2020.pdf>
3. Цели в области устойчивого развития // IEA URL: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/ru/climate-change/>
4. Сидоров Н.М., Степанов И.А., Ивков М.И. Обеспечение радиационной безопасности при транспортировании и хранении облучённого графита. Тезисы доклада на конференции. Пятнадцатая всероссийская (седьмая международная) научно-техническая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых. ЭНЕРГИЯ-2020. Издательство: Ивановский государственный энергетический университет им. В.И. Ленина (Иваново). с. 73

УДК 330.101

А.И. Лимонов, И.С. Кот
Белорусский национальный технический университет

К ОЦЕНКЕ ЕДИНОВРЕМЕННЫХ ЗАТРАТ В ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ РАСЧЕТАХ

При определении экономического эффекта мероприятий со стабильными по годам расчётного периода результатами и затратами можно использовать критерий /1/:

$$ЧДД = \sum_{t=1}^T (R_t - I_t) (1 + E)^{-t} - K = \frac{R-I}{E+\alpha} - K = \frac{R-(I+K(E+\alpha))}{E+\alpha} = \frac{R-3}{E+\alpha}$$

где: K – единовременные затраты, непосредственно связанные с производством продукции; R, I – равные по годам расчётного периода результаты и затраты;

E – коэффициент дисконтирования; T – расчётный период; α – норма отчислений на реновацию, принимаемая постоянной величиной по годам расчётного периода (T) и рассчитанная с учётом фактора времени [1с.16]:

$$\alpha = \frac{E}{(1+E)^T - 1}$$

При таком подходе расчётный период T отождествляется с периодом получения результатов этого мероприятия. А в качестве расчётного шага, к которому осуществляется приведение, принимается год, предшествующий началу получения результатов. Такое допущение представляет определённую условность, так как реализация мероприятия может требовать единовременных затрат, связанных не только непосредственно с данным мероприятием [2]. Но и таких затрат, осуществляемых на протяжении нескольких шагов расчёта до начала получения результатов, как затраты на научно-исследовательские работы, на подготовку кадров, освоение производства новой продукции и т.д. Такие затраты, как правило, являются общими для различных мероприятий, или для оцениваемых средств труда, серийно производимых на протяжении определённого периода. И они не могут рассматриваться как стабильные по годам расчётного периода и должны распределяться в равных долях по годам производства конечной продукции [3,4].

Если оцениваемое мероприятие тиражируется в течение τ шагов с одинаковыми результатами и затратами, то можно использовать модифицированный критерий в виде суммарного эффекта таких мероприятий, приведенных к расчётному году (предшествующему началу получения результатов от первого мероприятия). Критерий составит убывающую геометрическую прогрессию:

$$\text{ЧДД}_\tau = \text{ЧДД} + \text{ЧДД}(1+E)^{-1} + \dots + \text{ЧДД}(1+E)^{-(\tau-1)} = \frac{\text{ЧДД}(1+E)}{(E+\delta)}$$

где δ - норма реновации, рассчитанная с учётом фактора времени для периода τ шагов.

В результате:

$$\text{ЧДД}_\tau = \frac{(R-3)(1+E)}{(E+\alpha)(E+\delta)}$$

При этом необходимо учитывать, что в составе затрат могут иметь место как единовременные затраты, связанные непосредственно с реализацией одного мероприятия (K), так и единовременные затраты общие для тиражируемых мероприятий (K_Σ). Поэтому в критерии ЧДД_τ суммарные затраты равны:

$$Z = I + K(E+\alpha) + K_\Sigma \frac{(E+\alpha)(E+\delta)}{(1+E)}$$

ЛИТЕРАТУРА

1. Комплексная оценка эффективности мероприятий, направленных на ускорение научно-технического прогресса. – Москва, 1989. – 118с.
2. Лимонов, А. И. К оценке остаточной стоимости основных фондов в технико-экономических расчетах / А. И. Лимонов // Наука – образованию, производству, экономике :

материалы 14-й Международной научно-технической конференции. - Минск : БНТУ, 2016. - Т. 1. - С. 132.

3. Лимонов, А. И. К формированию экономических отношений блок-станций и энергосистемы / А. И. Лимонов // Перспективы развития энергетики в XXI веке : материалы Республиканской научно-практической конференции, Минск, 12–14 мая 2010 г. – Минск : БНТУ, 2011. – С. 81.

4. Соколова Е. А., Садеги Хашаяр, Газали Сейед Хади. The program of economic assessment of the integrated nuclear power plants with the desalination systems (Программа экономической оценки интегрированных атомных электростанций с опреснительными системами). Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ. Дата публикации: 21.01.2020. Правообладатели: федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования "Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого"(ФГАОУ ВО "СПбПУ")

УДК 338

М.Р. Чилиева, Е.С. Дубровская
Казанский государственный энергетический университет

АНАЛИЗ РИСКОВ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ ЭНЕРГЕТИКИ

Введение. В наши дни управление и анализ экономических рисков на различных предприятиях оказывает существенное влияние с намерением принятия и реализации управленческих решений.

Актуальность. В настоящий период времени можно говорить о том, что конкретное направление в управленческой науке объединилось и с триумфом формируется как в теории, так и на практике.

Цель исследования. Целью исследования является выявление наиболее рискованных событий в энергетике, затрагивающих взгляды сотрудников предприятий отрасли, акционеров и др., а также способы минимизирования их.

В энергетической отрасли России изредка можно предварительно распознать количественный анализ рискам, а этапы формирования ее степени еще не изучены. Разберем более досконально все риски, относящиеся к российским энергетическим предприятиям [1]:

Инвестиционный риск – это вероятность частичной либо всей потери инвестором собственных вкладов. Сужать его можно благодаря некоторому переходу на сооружение установок смешанного энергоснабжения не большой мощности с реализацией развивающихся газотурбинных установок.

Кредитный риск – допустимость материальных утрат, взаимосвязанных с задержкой или же невозвратом платежа по банковской ссуде. Устанавливать к минимальному значению их можно благодаря мониторингу кредитоспособности с привлечением внешних агентств, собственное финансовое моделирование положений.

Финансовый риск – допустимость утечки финансовых ресурсов, иными словами денежных средств. Чтобы минимизировать данный риск применяют страхование. Бартер должен быть совершен в реальном времени, потому что энергетика, относительно других энергоносителей, не может сохраняться в определенном месте [2].

Ввиду того, что электроэнергетика значится важной жизнеобеспечивающей отраслью всей экономики, ей характерны и социальные риски [3,4]. Поручительство за данные риски целиком возлагается на государство, благодаря которому по причине реализации специальной программы социальной поддержки сможет снизить до минимума социальные риски.

Для уменьшения исхода рисков инцидентов в энергетике можно предложить дальнейшие мероприятия:

- коммерческое страхование рисков через страховые компании, принимая во внимание страхование особых видов оснащения, персонала компании;
- включение в договоры энергетике поручительство пользователей энергии за невыплату приобретенной энергии;
- прогнозирование расходования энергии пользователям;
- внедрение концепции управления энергопотреблением;
- внедрение мониторинга энергопотребления.

Энергетическая отрасль - высокотехнологична и в то же время, требует высокой квалификации персонала.

Выводы. Как следствие, на фирмах энергетической отрасли существует неимоверное количество всевозможного рода рисков, которые своего рода запрашивают выявления, оценки и управления. Управление всеми нефинансовыми рисками полагает определенный сценарный анализ, этапы осуществления решений, управление проектами по оптимизации рисков на предприятиях, а так же соблюдает всевозможную стратегию эволюции предприятий и способов внедрении ее социальной направленности: безопасного, а также непрекращающегося энергоснабжения всех пользователей электроэнергии на основе баланса интересов различных привлеченных сторон.

ЛИТЕРАТУРА

1. Носов П.В. Риск-менеджмент энергетических компаний России: Актуальные проблемы гуманитарных и естественных наук. 2019. №6. С. 85-90.
2. Pyushina E.A. Financial risks: concept, classification and methods of reducing: Язык в сфере профессиональной коммуникации. 2020. С.43-48.
3. Колесников А.М., Кандубко А.П. Особенности и классификация систематических и несистематических рисков инвестирования: Научно – технические ведомости СПбГПУ. Экономические науки. 2013. Т.4(175). С.105-112.
4. Сапожников С.З., Митяков В.Ю., Митяков А.В., Гусаков А.А., Коршунов А.В., Сероштанов В.В., Зайнуллина Э.Р., Бабич А.Ю., Павлов А.В. Теплотехнические измерения и экспериментальные методы исследования, практикум / Санкт-Петербург, 2020.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ЗАМЕНЫ МАСЛЯНЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ НА
ВАКУУМНЫЕ В ЗРУ

Введение. Ежегодный рост потребности в электроэнергии как в быту, так и в производственных масштабах, влечёт за собой внедрение исключительно надежного, безопасного и эффективного оборудования, что в условиях рыночной экономики требует особого внимания. Объёмы нагрузок на генерирующие и распределяющие предприятия, точнее, на утратившие свой рабочий потенциал основные фонды, в разы повышают вероятность его повреждения или выхода из строя, с последующими экологическими и экономическими последствиями.

Актуальность. История применения масла в качестве дугогасящего и изоляционного материала берет свое начало в 1910 году, когда М.О Доливо-Добровольский разработал и применил выключатель – рубильник. Первый образец трехфазного масляного выключателя на $U_{ном} = 25$ кВ был продемонстрирован в 1911 году на выставке в Турине, а уже в журнале «Электричество» за 1912 год было написано: “Главное достоинство масляного выключателя заключается в том, что он прерывает цепь тока, не допуская образования электрической дуги ” [1]. С тех пор масло в выключателях служит и для гашения дуги, и для электрической изоляции.

Повсеместное использование масляных выключателей вплоть до 1930 года объяснялось простотой в изготовлении, дешевизной, а также высокой отключающей способностью. С 70-х годов прошлого столетия повсеместно начали применяться высоковольтные выключатели с дугогасящей средой другого рода: воздушные, вакуумные, элегазовые, электромагнитные. На сегодняшний день основные фонды действующих электроэнергетических предприятий, эксплуатируемые со времен плановой экономики, претерпевают существенный моральный износ. Технические характеристики современного оборудования становятся существенно эффективней над основными изношенными фондами (таблица 1).

Таблица 1: Механическая износостойкость силовых выключателей [2]

Выключатели	$U_{ном}$, кВ	$I_{ном}$, кА	Юткл, кА	Мех.износостойкость (число циклов вкл-откл)
Масляные	10	630-1600	20;31,5	2000-2500
Вакуумные	10	630-2500	10;20;31,5	20000-60000
Элегазовые	10	1000-1600	20	2000...2900
Электромагнитные	10	1600;2500;3150	40	2000

Таким образом, эксплуатация масляных выключателей ставит под угрозу надежность и безопасность электроснабжения, работоспособность энергосети, что в условиях рыночной экономики требует особого внимания.

Цель исследования. На основе анализа функционирования оборудования с масляным наполнением обосновать целесообразность замены на более современный, надежный, экономичный и экологичный аналог на примере распределительного устройства (РУ) 110/6 кВ.

Количество трансформаторных подстанций в РАО «ЕЭС России» на начало 2020 года составило 501 834 единиц, в то же время, износ основных фондов по Российской Федерации на 2020 г. составил 45,6%, что на 0,6% выше показателей 2019 г [3]. Прежде всего, эксплуатация морально изношенного оборудования может повлечь за собой ряд негативных последствий (рисунок 1).

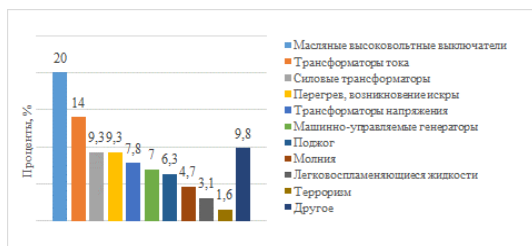


Рисунок 1 – Источники возникновения пожаров на подстанциях, с 1971-2019 гг.

Масляные электроустановки является основой причиной возникновения аварий, последствия которых могут привести к экологическим и экономическим проблемам. Кроме того, в отличие от вакуумных выключателей, масляные в большей степени требуют организации следующих мероприятий: ППР (планово-предупредительный ремонт), КП (капитальный ремонт), СР (средний ремонт), ТК (текущий ремонт), ТО (техническое обслуживание), проведение которых ведется согласно руководящих документов по ремонтам, что влечет увеличение эксплуатационных затрат на содержание выключателя в работоспособном состоянии.

Расчёты экономической эффективности производились на примере классической компоновки ЗРУ середины прошлого столетия в составе 30 масляных выключателей с $U_{ном} = 10$ кВ типа ВМГ – 133, замена которых осуществлялась на вакуумные выключатели с $U_{ном} = 10$ кВ типа ВБТЭ – М1 [4]. Для поддержания в рабочем состоянии 30 масляных выключателей требуется 600 чел/ч труда, что соответствует содержанию бригады из 5-6 электрослесарей 4-го разряда. В свою очередь, на технический осмотр 30 вакуумных выключателей потребуется 60 чел/ч труда, или же 2-х электрослесарей 4-го разряда. Выгода в годовой оплате труда бригады из 2 человек составляет 2,88 млн. рублей. Кроме того, при покупке 30 масляных выключателей рыночной стоимостью 300 тыс. рублей, выгода относительно вакуумных составит 4,68 млн. рублей, что в течение двух лет покроется издержками на содержание масляных выключателей и оплату труда сотрудников.

Вывод. Кардинальное обновление энергетического комплекса, преодоление нарастающего технологического отставания, морального и физического старения основных фондов позволит решить многопрофильные проблемы:

1. повышение безопасности основного электротехнического оборудования и надежности отпуска генерируемой электроэнергии;
2. положительный вклад в борьбу за сохранение окружающей среды;
3. отказ от необходимости реализации мероприятий по утилизации и обезвреживанию отработанного масла;
4. кратное сокращение габаритов РУ (в 2-3 раза);
5. снижение эксплуатационных затрат.

ЛИТЕРАТУРА

1. История высоковольтных выключателей [Электронный ресурс]. URL: <https://leg.co.ua/stati/podstancii/istoriya-vysokovoltnyh-vyklyuchateley.html> (дата обращения 05.04.2021);
2. Сборник докладов участников III слета молодых энергетиков Башкортостана, ОАО «Башкирэнерго» (дата обращения 02.04.2021)
3. Экспертно-аналитическая записки по теме: «Электросетевой комплекс Российской Федерации: анализ состояние и организационная структура». (дата обращения 10.04.2021)
4. Инструкция по эксплуатации масляных выключателей на 10 кВ. Кармановская ГРЭС, ООО «БК», 2012 г. (дата обращения 06.04.2021)

УДК 621.3.066.3+338.001.36+620.263

А.Ф. Сахибгареев¹, И.Д. Налетов^{1,2}, Е.А. Гришкова¹, В.С. Суворова¹,
Н.К. Казанцев¹

¹Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого
²ПАО «ТГК-1»

РЕНТАБЕЛЬНОСТЬ ЗАМЕНЫ ВОЗДУШНЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ НА ЭЛЕГАЗОВЫЕ В СИСТЕМАХ ОРУ

Введение. Ежегодно с 90-х годов прошлого столетия по 2018 год динамика электропотребления по миру увеличивается на 3 %. Даже на фоне замедления темпов экономического роста с 2019 по 2020 год, рост потребности в энергии вырос на 1,2 %, а значит, увеличивается нагрузка на основные фонды генерирующих и распределяющих предприятий [1]. Без внедрения более маневренного и надежного оборудования повышается вероятность его повреждения или выхода из строя, с последующими экономическими последствиями, что неприемлемо в условиях рыночной экономики.

Актуальность. Совершенствование электроэнергетического комплекса началось с замещения устаревающих и пожароопасных масляных выключателей на воздушные. К концу XX века появились выключатели с дугогасящей средой другого рода: вакуумные, элегазовые, электромагнитные.

На сегодняшний день электроснабжение является основой функционирования современного государства, а значит, повышаются требования к основным фондам электроэнергетических предприятий.

Технические характеристики морально изношенного оборудования существенно уступают современным аналогам.

Таким образом, эксплуатация воздушных выключателей ставит под угрозу надежность и безопасность электроснабжения, работоспособность энергосети.

Цель исследования. Путём технического и эксплуатационного анализа устаревающего коммутационного оборудования обосновать целесообразность замены на более маневренное и надежное, на примере открытого распределительного устройства (ОРУ) 110 кВ.

Производство и выпуск воздушных выключателей как отечественными, так и зарубежными фирмами прекратился порядка 30 лет назад. К сожалению, генерирующие и распределяющие предприятия продолжают эксплуатацию основных морально изношенных фондов, что может повлечь за собой ряд негативных последствий.

В отличие от элегазовых выключателей, воздушные в большей степени требуют организации следующих мероприятий: ППР (планово-предупредительный ремонт), КП (капитальный ремонт), СР (средний ремонт), ТК (текущий ремонт), ТО (техническое обслуживание), проведение которых ведется согласно руководящих документов по ремонтам, что влечет увеличение эксплуатационных затрат на содержание выключателя в работоспособном состоянии [2].

Ввиду того, что электрическая прочность элегаза в 2-3 раза выше прочности воздуха, повышаются технические характеристики газового оборудования, такие как: коммутационная способность, высокая сопротивляемость воздействию электрического тока, надежность в эксплуатации и др. (таблица 1).

Таблица 1: Сравнение технических характеристик выключателей [3]

Характеристики выключатели	Элегазовый, LTB145D1/B	Воздушный выключатель, ВВН - 110
Номинальное напряжение, кВ	110	110
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126	126
Номинальный ток, А	3150	2000
Номинальный ток отключения, кА	40	31,5
Полная масса выключателя, кг	1942	3000
Давление элегаза при 20°C, Мпа	0,45	16
Предельный сквозной ток короткого замыкания, кА	100	80

Дополнительное обслуживание компрессорной установки для надежного функционирования воздушных выключателей в ОРУ 110 кВ, с целью очистки, осушения и поддержания давления рабочего воздуха, требует затрат на техническое обслуживание оборудования и содержание рабочего персонала. Кроме того, распределительные устройства с воздушными выключателями являются основой причиной возникновения шума, негативное воздействие которого может привести к психическому расстройству человека.

Экономическая эффективность замены воздушных выключателей с $U_{ном} = 110$ кВ типа ВВН-110 на элегазовые выключатели с $U_{ном} = 110$ кВ типа LTB145D1/B производилась на примере классической компоновки ОРУ

середины прошлого столетия. Покупка 166 элегазовых выключателей по рыночной стоимости 180 тыс. рублей, проигрыш относительно воздушных выключателей составит 99,6 млн. рублей. Однако, на обслуживание 166 воздушных выключателей требуется 16,6 млн. рублей в год, кроме того, эксплуатационные затраты на техническое содержание компрессорной установки составят 597,6 тыс. рублей. Для поддержания в рабочем состоянии 166 воздушных выключателей требуется бригада из 7 электрослесарей 3-го разряда. В свою очередь, на технический осмотр 166 вакуумных выключателей, что проводится только по мере необходимости, требуется бригада из 2 электрослесарей 3-го разряда. Ежегодная выгода в оплате труда составит 2,7 млн. рублей. Таким образом, срок окупаемости замены воздушного оборудования на элегазовое составит ориентировочно 5 лет.

Вывод. Результаты изученного материала показали, что усовершенствование электроэнергетического комплекса, с последующим намерением технологических уступлений позволит решить многопрофильные проблемы:

1. значительное повышение безаварийной работы основного электротехнического оборудования и надежности отпуска генерируемой электроэнергии;
2. положительный вклад в борьбу за сохранение окружающей среды и шумным оборудованием;
3. улучшение технических характеристик оборудования с сокращением времени обслуживания;
4. значительное сокращение габаритов РУ (в 4-5 раз);
5. снижение эксплуатационных затрат.

ЛИТЕРАТУРА

1. Статистический Ежегодник мировой энергетики 2020 [Электронный ресурс]. URL: <https://yearbook.enerdata.ru/total-energy/world-consumption-statistics.html> (дата обращения 08.04.2021);
2. Руководство по эксплуатации элегазовых выключателей типа LTB145D1/В с пружинным приводом типа BLK 222 (дата обращения 12.04.2021);
3. Воздушные выключатели 110-500 кВ с воздушнонаполненным отделителем – характеристики и параметры [Электронный ресурс]. URL: <https://forca.ru/spravka/vysokovoltnye-vyklyuchateli/vozdushnye-vyklyuchateli-110-500-kv-s-vozduhonapolnennym-otdelitelem-27.html> (дата обращения 10.04.2021).

ПЕРСПЕКТИВНОСТЬ ИНВЕСТИЦИЙ В ЭНЕРГЕТИКУ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Введение. Главным фактором экономики России являются энергоресурсы. Наша страна обладает огромными запасами различных энергоносителей, но ежегодное возрастание спроса на энергию, делает эти запасы конечными. В результате инвестиционная деятельность в отрасли, которая должна развиваться стремительнее всех остальных, становится менее перспективной.

Актуальность. Падение цен на нефть на мировом рынке, стремительное развитием нетрадиционной энергетики, рост требований к защите экологии потребовали внедрение новшеств в энергетику. Нерациональное использование ископаемых ресурсов стало одной из причин настоящего энергетического кризиса, тесно связанного с экономическим. Россия – страна с большими запасами ископаемых энергетических ресурсов не достигает успеха в своей энергоэффективности, и по многим показателям ее можно сравнить со слаборазвитыми в энергетической отрасли государствами [1]. Также постоянное использование невозобновляемых источников, неравномерно распределенных по планете, и загрязнение в процессе их обработки окружающей среды провоцируют мировые проблемы. Например, недостаток ископаемых ресурсов вынуждает некоторые страны развязывать войны или делить территории с их залежами различными ненасильственными путями. А резкие климатические изменения способны привести к скудному урожаю и спровоцировать голод, а то и восстания в регионах [2].

Цель исследования. На основе анализа новых факторов на энергетическую отрасль, а также сравнительных энергетических характеристик по России и миру, составить список путей решения проблемы отсутствия перспективности инвестирования энергетической промышленности России.

Как видно из таблицы 1, у России большой потенциал в развитии солнечной, ветровой и геотермальной энергетики. Следовательно, одним из путей решения проблемы экологического загрязнения и истощения запасов ископаемых энергоносителей является активное инвестирование в развитие «зеленую» энергетику. Этот вид энергии абсолютно экологически безопасен и его запасы не могут быть истощены. Именно это решение может поспособствовать подавлению энергетического и экономического кризисов в России и поспособствует повышению привлекательности инвестирования в энергетику нашей страны.

Таблица 1. Ресурсы ВИЭ в мире и России, млн. т.у.т.

Вид энергии	Технический потенциал в мире	Технический потенциал в России
Энергия солнца	$5,3 \cdot 10^4 \cdot 10^4$	$2,3 \cdot 10^3 \cdot 10^3$
Энергия ветра	$2,2 \cdot 10^4 \cdot 10^4$	$2,0 \cdot 10^3 \cdot 10^3$
Энергия биомассы	$9,5 \cdot 10^3 \cdot 10^3$	53
Гидроэнергия	$1,7 \cdot 10^3 \cdot 10^3$	$1,2 \cdot 10^2 \cdot 10^2$
Геотермальная энергия	$1,7 \cdot 10^5 \cdot 10^5$	$1,0 \cdot 10^3 \cdot 10^3$

Эксплуатация подобных энергетических комплексов демонстрирует необъятное количество достоинств по сравнению со станциями, работающими с ископаемым топливом, но нельзя не упомянуть о таких недостатках, как сравнительно низкий КПД, и независимые от оборудования или человека периодические изменения по мощности на выходе.

Как раз за счет активных инвестиций в развитие ВИЭ, будут внедряться новые технологии, помогающие повысить энергетическую эффективность установки и более приспособленные под конкретную станцию аккумуляторы, способные запасать «зеленую» энергию в достаточном количестве на необходимый срок, а также уменьшить ее размеры и использовать более экономичные ресурсы для ее сооружения.

Помимо активного развития эксплуатации ВИЭ, есть несколько важных новшеств, внедряя которые можно привлечь большие инвестиции в энергетическую отрасль. Государство должно поощрять все лица, которые могут заняться или уже занимаются развитием ТЭК в России. Эта мера может стать первым шагом для привлечения к развитию энергетики страны как отечественных, так и зарубежных капиталов [3].

Выводы. Двумя главными методами решения проблемы отсутствия перспективности инвестиций в энергетической отрасли по результатам проведенной работы является: фокус на развитие «зеленой» энергетики и поощрение инвесторов со стороны государства. При совместном внедрении представленные решения смогут не только повысить энергоэффективность России, но и за счет взаимосвязи всех промышленных отраслей в экономике, повысить уровень жизни в стране в целом.

ЛИТЕРАТУРА

1. Экономика энергетики: Учебное пособие. Л. М. Борисова, Гершанович Е.А. Изд-во ТПУ, 2006 г.
2. Е.А. Афанасьева, М.Д. Кислякова. Основные проблемы энергетики и возможные способы их решения. Молодой ученый.-2017.-№40(174).-С.1-4.
3. А.А.Толстоногов, О.С.Чечина. Причины сдерживания инвестиций в топливно-энергетическом комплексе России. Вестник Самарского государственного технического университета, 2013. – 226 с.

ASSESSMENT OF THE IMPACT OF LEGISLATION CHANGES ON THE
COUNTRY'S ENERGY SECURITY (ON THE EXAMPLE OF THE REPUBLIC
OF ARMENIA)

Introduction. Armenia has taken a course of sustainable economic development, which implies, first of all, balanced development of the economy. In this context, the development of competition in the energy industry is the leading direction of sustainable development of the country's energy security. The electricity sector of Armenia includes several companies engaged in electricity generation and distribution; generation is carried out by multiple companies, both state-owned and private

Relevance. The article analyzes the impact of changes in legislation in the energy sector, examines changes in the market structure and trade mechanisms. The conditions for ensuring the energy security of the Republic of Armenia in the process of structural changes are assessed taking into account the above factors.

Purpose of the study. To assess the impact of the process of structural changes on the energy security of the Republic of Armenia, we will consider the elements of the structure of the energy security index.

The electricity market in the Republic of Armenia comprises the Wholesale and Retail markets. The Retail Market (REM) comprises the Universal Supplier, Suppliers and Distribution System Operator. The Wholesale Market (WEM) comprises all Market Service providers and all Market Participants [1-2].

The WEM consists of the following market segments: Bilateral Contracts Market, Day-Ahead Market; Balancing Market.

The Bilateral Contracts Market consists of the following components: Long-term contracts component, Regulated component, Non-regulated component.

DAM clearing rules. For the DAM Clearing purposes, all electricity Offers and Bids submitted by WEM Participants shall be aggregated in order to produce one aggregated supply and one aggregated demand curve for each Trading Period. The processes shall entail adding all offered quantities at each price step to construct the aggregated supply curve and adding all demanded quantities at each price step to construct the aggregated demand curve.

Where the aggregated supply and demand curves do not intercept because the price of the first Offer is higher than the price of the first Bid, then the EMO shall inform the Participants that the DAM shall not be cleared [3-4].

DAM clearing mechanism are represented in the fig. 1.

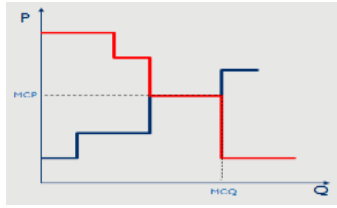


Figure 1 – DAM clearing mechanism

Imbalance settlement. The net volume of imbalances for each WEM Trade Participant shall be calculated by the EMO through the market management system and determined in the following way:

1. the actual quantity of metered electricity delivered, consumed, exported or imported shall be determined for Metering point of each WEM Trade Participant per Trading period of the Trade Day (TD). Moreover, in case of import or export of electricity, the imbalances are distributed proportionally among the WEM participants carrying out import and export of electricity in proportion of Transactions on an hourly basis.

2. the volume of TD net imbalances for each WEM Trade Participant shall be determined by comparing the actual metered data by Trading Periods with the Transactions concluded by the latter.

Imbalance settlement are represented in the fig. 2.

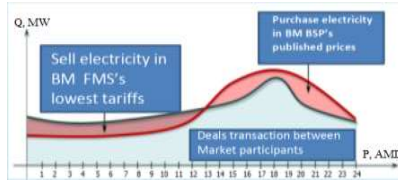


Figure 2 – Imbalance settlement

After analyzing DAM clearing rules, Imbalance settlement and structure of WEM and REM, we consider several blocks that influence the energy security of the country.

To assess the impact of the liberalization process on energy security, we will consider the elements of the energy security index structure [5-7].

Structure of an energy security index are represented in the fig. 3.

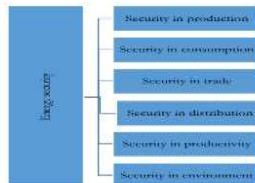


Figure 3 – Structure of an energy security index

Energy security index assessment results for the Republic of Armenia are represented in the Fig. 4.



Figure 4 – Energy security index assessment results for the Republic of Armenia

Conclusions. As a result of the reform of the electric power industry, some of the country's economic problems will be resolved, in particular, after refusal to subsidize the industry from the state budget, market prices will be formed that reflect the real cost of electricity, which will contribute to the establishment of parity in prices for goods and services. In addition, the liberalization of the electricity market will make it possible to equalize the disproportion between the prices of the internal market of Armenia and the external export market, which will contribute to the integration of the Armenian economy into the world economy, as in other sectors of the economy.

Based on the results of the calculation, it can be concluded that in the process of liberalization of the electricity market, the energy security index of the Republic of Armenia is increasing. Electricity prices for end users will decrease and stabilize at a lower level, which will help to increase the competitiveness of enterprises and reduce internal threats to economic security.

REFERENCES

1. Decision of 25.12.2019 No. 516-523-N of the Public Services Regulatory Commission of the Republic of Armenia.,
2. Decision of 14.01.2020 Long-term (until 2040) development ways of the ra energy system The Government of the Republic of Armenia.,
3. Steven S. Power System Economics: Designing Markets for Electricity, 2006. 623p.,
4. Gitelman L. D., Ratnikov B. E., (2002). Effektivnaya energokompaniya: ekonomika, management, reformirovanie (Effective energy company: economics, management, reform) / L.D. Gitelman, B.E.Ratnikov. - M.: Olimp-Biznes, 534 p.,
5. Maria G. B., Managing Energy Security An All Hazards Approach to Critical Infrastructure, April 10, 2019 by Routledge 416 P.,
6. Выкова, Е. В. Methods for Calculation and Analysis of Energy Security Indices/– Kishinev, 2005. – 158 p.,
7. Абросимов Н.В., Аксютин О.Е., Алешин А.В., Алешин Н.П., Ахметханов Р.С., Барিশполец В.А., Барышов С.Н., Белов П.Г., Бобров Ю.В., Большаков А.М., Бондур В.Г., Ботвина Л.Р., Бринчук М.М., Буйновский С.Н., Бурков В.Н., Васильев Г.Г., Васильчук М.П., Власов Ю.В., Гаденин М.М., Гетман А.Ф. и др. Безопасность России. правовые, социально-экономические и научно-технические аспекты. Научные основы промышленной безопасности. Совет Безопасности Российской Федерации; Российская академия наук; Министерство Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий; Министерство науки и высшего образования Российской Федерации; Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору; Российский научный фонд. Москва, 2019.

АНАЛИЗ И РАЗВИТИЕ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ ВОЗВРАТА В ЦИКЛ СТОЧНЫХ ВОД ЦЕЛЛЮЛОЗНО-БУМАЖНОГО ПРОИЗВОДСТВА

Сегодня во взаимодействии человека и окружающей среды в первую очередь поднимается вопрос об устойчивом развитии (УР) в регионе и в стране в целом. Это означает процесс социального развития, в котором процесс удовлетворения текущих потребностей человека не повлияет на будущие поколения. Для УР вода должна рассматриваться как ценный национальный продукт. Предприятия являются одними из самых больших загрязнителей водных источников, ежегодно выбрасывая в них огромное количество жидких отходов. Целлюлозно-бумажная промышленность (ЦБП) - один из крупнейших водопользователей. В связи с этим, развитие технологий очистки сточных вод может улучшить экологические условия и состояние окружающей среды.

Актуальность данной темы связана с недостаточным техническим оснащением системы очистки сточных вод ЦБП для возврата отходов в производственный цикл.

Целью данной работы является выдвижение предложений по развитию системы циркуляции воды на основе анализа существующей системы очистки жидких отходов в ЦБП. В этой статье будут использоваться такие методы, как анализ, синтез, аналогия, системный анализ и сравнение.

Идея замкнутого цикла ресурсов (ЗРЦ) находится на том же уровне, что и УР, потому что ЗРЦ помогает сократить отходы и использовать их более эффективно. Важно отметить, что в ЗРЦ отходы можно использовать в качестве энергии. Это также решает важную проблему потребления мировых ресурсов.

Обратимся к статистике выбросов сточных вод в Российской Федерации. Около 52 км³ сточных вод ежегодно сбрасывается в водные объекты РФ, из которых 19,2 км³ подлежат очистке. Более 72% сточных вод сбрасываются недостаточно очищенными, 17% - без предварительной очистки, и только 11% соответствуют установленным нормативам [1]. Это еще раз доказывает необходимость развития и модернизации системы очистных сооружений на промышленных предприятиях, в том числе на ЦБП.

Обратимся к мнениям различных авторов по поводу применения разных технологий в очистных сооружениях. В статье Гаврилова М. М. говорится, что переработка отходов в кормовые добавки для животных - лучшая технология очистки остатков сточных вод [2]. Данное направление переработки предполагает не просто очистку сточных вод, а возвращение их в ресурсный цикл. Данное направление позволит перерабатывать данный вид отходов с минимальными финансовыми и энергетическими затратами. Но отходы могут содержать высокие концентрации нефтепродуктов, растворимых солей и тяжелых металлов. Это основной недостаток этого метода. Поэтому использование этой технологии ограничено.

В книге «Вредные органические соединения в промышленных сточных водах» М. Грушко отметил, что озон широко используется при локальной очистке сточных вод [3]. В таблице 1 приведены данные по очистке нефтесодержащих сточных вод озоном.

Таблица 1: Данные по очистке сточных вод от нефти озоном

Концентрация озона, мг/л	27	108	270
Продолжительность очистки, мин	3	12	30
Содержание нефти, мг			
До очистки	34,1	43,3	46,5
После очистки	18,0	3,3	1,9
Расход озона, мг/мг нефти	1,68	1,58	1,60

Из таблицы видно, что с увеличением количества озона очищающий эффект усиливается. Но мы также можем заметить, что остаточное количество в сточных водах очень велико. Выявляется еще один недостаток озонирования - высокая стоимость. В связи с двумя данными факторами можно сделать вывод о том, что это также не универсальное решение проблемы очистки сточных вод.

Ниже предложены некоторые решения для улучшения системы ЗРЦ после изучения различных методов обращения с жидкими отходами в целлюлозно-бумажной промышленности:

1. Применение смешанной очистки

Кристаллизация и простая фильтрация используются в этом процессе очистки. Кристаллизация - одна из ключевых технологий очистки сточных вод. Суть этого метода заключается в удалении карбоната кальция [4].

2. Поможет снизить потребление пресной воды и увеличить использование оборотной воды поможет работа при высокой концентрации целлюлозы.

3. Переход на безводную технологию производства бумаги.

Данные решения помогут приблизить процесс очистки сточных вод и производства бумаги на ЦБП к ЗРЦ, что в следствие может улучшить экологические условия и состояние окружающей среды.

Вкратце, следует отметить, что вопрос изменения системы обращения с отходами следует рассматривать с разных точек зрения. Важно учиться на опыте стран ЕС и использовать системы управления отходами. Эта многоуровневая структура показывает, что метод окончательного удаления отходов может использоваться только в крайнем случае, когда отходы больше не могут использоваться каким-либо другим способом. Также разумно более строго применять принцип «загрязнитель платит» в России. В настоящее время не все компании платят эти налоги. По сравнению с ущербом, наносимым окружающей среде отходами предприятий, это связано с отсутствием строгих мер контроля или более низкой заработной платой. Помимо вышеперечисленных мер, необходимо также помнить о рыночных инструментах, связанных с другими методами регулирования: добровольные инструменты, налоги, планы управления отходами, отраслевые системы управления отходами, системы экологической сертификации [5].

ЛИТЕРАТУРА

1. Евростат [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://ec.europa.eu/eurostat> (дата обращения: 20.03.2021).
2. Гаврилов М. М. Наиболее эффективные «зеленые технологии», применяемые для переработки осадков сточных вод городских и промышленных очистных сооружений [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://elibrary.ru/item.asp?id=35401344> (дата обращения: 25.03.2021).
3. Гаврилов М. М. Наиболее эффективные «зеленые технологии», применяемые для переработки осадков сточных вод городских и промышленных очистных сооружений [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://elibrary.ru/item.asp?id=35401344> (дата обращения: 1.04.2021).
4. Scencedirect [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032115010862> (дата обращения: 1.04.2021).
5. Справочно-информационный портал об отходах [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.waste.ru/> (дата обращения: 2.04.2021).

УДК 665.664.39

А.С. Вишкина, А.Р. Муртазаева

Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

РАЗВИТИЕ ЗЕЛЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ УТИЛИЗАЦИИ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ С ПОЧВ И ВОДОЕМОВ

Нефтегазовый комплекс является самым опасным и экологически небезопасным производством. В России предприятия нефтедобывающей и нефтеперерабатывающей отрасли ежегодно сбрасывают в атмосферу загрязняющих веществ более 2,5 млн, сжигают около 6 млрд м³ нефтяного газа, оставляют неликвидированными десятки амбаров с буровым шламом. Данная сфера деятельности в особенной мере нуждается в соблюдении принципов «зеленых» технологий, для того чтобы обеспечить удовлетворение текущих потребностей человека, но не ставя под угрозу способность будущих поколений удовлетворять ныне живущих и будущих поколений. Вышеуказанными причинами подтверждается актуальность данного исследования.

Цель данной работы является оценка эффекта от применения зеленых технологий для утилизации нефти и нефтепродуктов с почв, и водоемов. В данной статье будут использоваться такие методы, как анализ, синтез, аналогия, системный анализ, сравнение.

Ведущее положение в экономике России занимает нефтегазовый комплекс. Из данных о федеральном бюджете РФ суммам нефтегазовых доходов в 2018 году составила 5479,6 млрд руб., именно там можно оценить место в экономики нефтегазового комплекса [1].

Несмотря на то что нефтегазовый комплекс играет большую роль для экономики страны, деятельность данной сферы наносит колоссальный ущерб окружающей среде. Самыми вредными для нашей планеты являются выбросы в атмосферу, сточные воды и загрязнения нефтью и нефтепродуктами. Стоит отметить, что не только производитель оказывает антропогенное воздействие на

природу, а также и в процессе пользования нефтепродукты потребитель наносит ущерб окружающей среде [2].

Сырой нефти ежегодно в мире добывает свыше 2,5 млрд. т. Известно, что около 50 млн. т. в год теряется в процессе добычи, транспортировки, переработки и потребления нефти и продуктов ее переработки. Из-за загрязнения углеводородами значительные территории становятся непригодными для сельскохозяйственного использования.

Концепция «зеленых» технологий является одной из современных научных направлений и востребованной на сегодняшний день. Осуществление данной программы позволит организации получить экологически, социальный и экономический эффект для себя.

В России очень медленно развивается направления «зеленых» технологий, в первую очередь из-за огромных инвестиций, а во вторую очередь экономический эффект будет получен в долгосрочной перспективе. Но не смотря на эти основные причины не востребованности этих технологий, лидирующих компании как ПАО «Газпром» и «Роснефть» они разработали биодеструкторы «БИОРОС» и «Унисорба-био», которые успешно применяют в ряде регионов России.

Опытно-экспериментальный центр ООО «Газпром ВНИИГАЗ» разрабатывает биопрепарат из серии биодеструктора, который предназначен для утилизации углеводородных загрязнений. «БИОРОС» состоит из штаммов бактерий *Rhodococcus* sp. и дрожжей *Candida* sp. Препарат «БИОРОС» является эффективным и безопасным методом утилизации углеводородов как в почве, так и в водных объектах.

ООО «Газпром ВНИИГАЗ» проводил полевые и лабораторные испытания препарата «БИОРОС» по утилизации углеводородных загрязнителей: газовый конденсат, нефть и дизель. Результаты испытаний представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Результаты испытания биопрепарата «БИОРОС» [3]

Загрязнители	Степень загрязнения масс, %	Температура, °С	pH	Степень очистки конечная точка, %
Газовый конденсат	6,2	22	8,0	100
Дизельное топливо	9,6	22	7,6	81
	10,4	7		53
	10,2	7		39
Сырая нефть	7,2	22	7,1	85

Данные таблицы 5 демонстрируют, что биопрепарат «БИОРОС» разработан для различных условий природной среды, а также для различных углеводородных загрязнителей.

Таким образом, биопрепарат «БИОРОС» подразделения компании ООО «Газпром ВНИИГАЗ» доказали реальную возможность в борьбе с углеводородными загрязнениями окружающей среды в различных температурных условиях, при возникновении аварии на нефтяной платформе или в процессе транспортировки нефти.

Результатами оценки эффекта от применения «зеленой» технологии биопрепарата «БИОРОС», который позволяет экологически безопасно утилизировать причинённый ущерб, окружающий среде путем загрязнения углеводородами для нефтегазового комплекса, могут быть следующими:

- эффективное разложение нефтепродуктов до 100 %;
- быстрая скорость очистки загрязнённых почв до 60 дней;
- повышение уровня экологической безопасности, снижение уровня вреда.

Своевременные мероприятия по предотвращению аварийных ситуаций повысят надёжность, защитят окружающую среду на уровне нормального жизнеобеспечения населения и функционирования объектов, а также снизят вероятность возникновения чрезвычайных ситуаций.

ЛИТЕРАТУРА

1. Официальный сайт Министерства финансов Российской Федерации [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://www.minfin.ru/ru/> (дата обращения: 20.03.2021).
2. Богомолова Е.Ю. Уровень автомобилизации как основной фактор, формирующий спрос на нефтепродукты / Е.Ю. Богомолова, П.Б. Павлуцкая. // Современные тенденции в социально-экономических и гуманитарных науках: теория и практика: сборник научных трудов. – Иркутск: Изд-во Байкальского государственного университета, 2017.
3. Опыт-экспериментальная база. ООО «Газпром ВНИИГАЗ» // <https://vniigaz.gazprom.ru/ceb/>

УДК 621.04

С.Е. Пышняк, Д.М. Русин, Е.С. Дубровская
Казанский государственный энергетический университет

НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ОТРАСЛИ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ

Введение. В статье рассмотрены способы эффективного потребления энергетических ресурсов. Эффективность достигается благодаря использованию инновационных технологий.

Актуальность. По сравнению с развитыми странами Европы, отрасль энергосберегающих технологий в России слабо развита. Для решения этой проблемы необходимо создание стимулирующего механизма. Цель механизма - затрагивать отношения между поставщиком и потребителем, так и каждого из них с государством.

Цель исследования. В данное время энергосбережение является одной из приоритетных задач каждого государства. Обосновано это нехваткой энергоресурсов, их себестоимостью, а также проблемами экологического характера.

Абсолютно в каждой области стараются снизить напрасные потери энергетических ресурсов. Большая часть потерь на производстве - до 90% - составляют электроэнергетические потери [1].

Экономия энергии подразумевает под собой эффективное использование энергетических ресурсов благодаря применению инновационных технологий [2].

Благодаря инновационным энергосберегающим технологиям (ИЭТ) появляется возможность в разы увеличить эффективность потребления энергетических ресурсов. Использование ИЭТ во всех сферах может стать очень важным шагом к решению глобальных экологических проблем, таких как - загрязнение атмосферы (выбросы ТЭС, ТЭЦ), дефицит ископаемых ресурсов (использование электроэнергии в авто, вместо двигателей внутреннего сгорания), изменение климата.

Проанализировав технологии, которые отличаются своей эффективностью, можно выделить следующие [3,4]:

- Технологии, применяемые для большинства строений и сооружений, которые потребляют энергию (частотные двигатели, теплопередающие устройства, электроосвещение).

- Производство энергии с наибольшим КПД - котельные, когенерация, а также модернизация устаревшего оборудования.

- Использование альтернативных источников энергии.

Например, для механизмов, работающих в переменных режимах, применяются различные установки-сборки из конденсаторов, а также частотно регулируемые приводы, благодаря которым появляется возможность сократить на 40 – 60% расходы электрической энергии. В строительстве также применяют энергосберегающие технологии. Они носят комплексный характер. К ним можно отнести - утепление стен, энергосберегающие кровельные материалы, краски, окна и прочее. Для вентиляции зачастую применяют системы рекуперации, которые снижают потребление теплоресурсов. Большой потенциал имеют котельные, где переход от грязного топлива (уголь, мазут) на чистое топливо (газ) позволяет уменьшить траты на обслуживание, увеличить производительность. Также в каждом новом многоквартирном доме применяются умные системы освещения, где свет включается благодаря автоматике.

Кардинальное решение проблемы не может обойтись действенного стимулирующего механизма, который бы затрагивал отношения как между поставщиком и потребителем, так и каждого из них с государством. Для того чтобы получить экономический эффект поставщик должен простимулировать потребителя. Известная практика – различная стоимость электроэнергии днем и ночью.

Вывод. Россия нуждается в новом механизме энергосбережения, который бы удовлетворял и потребителя, и поставщика, и государство. Механизм должен быть реализован потребителем полагаясь на кардинальные изменения в повседневных связях, условиях жизнедеятельности и развития АО «Энергетики и электрификации», а также основываясь на правовые нормы, которые определяют эти условия. При этом эффективность данного механизма будет во многом зависеть от глубины взаимодействия поставщика и потребителя энергии, степеней независимости поставщика от государства, наличия факторов учета экономической целесообразности в нормативных и правовых актах, благодаря которым осуществляется процесс регулирования взаимоотношений сторон, а также контролирующих органов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Сумзина Л.В., Максимов А.В., Литвиненко А.А. Анализ распределения энергетических ресурсов предприятия сервиса. Вісник Хмельницького національного університету, №3, 2013.
2. Sumzina L.V., Maximov A.V., Litvinenko A.A. Development of the Performance Indicators of the Energy-Efficiency Measures for the Hotels / World Applied Sciences Journal 30 (Management, Economics, Technology & Tourism): 66-68, 2014.
3. Directive 2002/91/EC of the European Parliament and of the Council of 16 December 2002 on the Energy Performance of Buildings // Official Journal. 04.01.2003. P. 65–70. (Директива 2002/91/ЕС по энергетической эффективности зданий // АВОК. 2003. № 1).
4. Тринченко А.А. Низкотемпературная вихревая технология как метод защиты окружающей среды. В сборнике: Неделя науки СПбПУ. Материалы научной конференции с международным участием. Институт энергетики и транспортных систем. 2018. С. 52-54.

УДК 620.92

О.В. Новикова, И.А. Дегтярев, П.С. Савлов
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ВОДОРОДНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ НА ДАЛЬНЕМ ВОСТОКЕ

Введение. Анализируя мировые и отечественные тенденции в энергетической сфере нетрудно заметить, что вопросы декарбонизации и “озеленения” энергетики стоят как никогда остро, а в роли их решения выступает стимулирование исследований в области использования возобновляемых энергетических ресурсов [1]. Другим важным фактором развития топливно-энергетического комплекса является повышение энергоэффективности уже существующих сетей и установок.

Актуальность. Увеличение показателей энергоэффективности при производстве и передаче энергии за счет внедрения цифровых технологий и водородной энергетики может способствовать благоприятному развитию региональной экономики. Проведение детальных исследований по внедрению водорода может стать мощным импульсом для дальнейшего развития данной отрасли.

Методы исследования. В данной работе применяется анализ статистики, синтез и индукция.

Цель исследования. Разработать и обосновать мероприятия по повышению энергоэффективности децентрализованной системы энергоснабжения Сахалинской области.

Увеличение показателей энергоэффективности производства и распределения энергии является особо актуальной задачей для Сахалинской области. Оценим энергоэффективность района [2]:

$$k = \frac{355224}{1001467} = 0.35$$

В числителе приведено количество отпущенной электроэнергии, переведенной в тонны условного топлива (т.у.т.), в знаменателе - количество затраченного топлива (в тех же единицах измерения).

Наличие децентрализованных систем электроснабжения, в которых немалую роль играют дизельные электрические станции, заставляет задуматься о возможности использования экологичных возобновляемых источников питания, способных снабжать потребителей электричеством и теплом. Топливные элементы на водородной основе отвечают данным требованиям. Их достоинством можно считать как высокий КПД, достигаемый благодаря прямому превращению топливной энергии в электрическую, так и высокий уровень отказоустойчивости, экологичности, увеличенный срок эксплуатации.

На основании данных [3] по структуре генерирующих мощностей сделан вывод о высокой зависимости от ДЭС децентрализованной части Сахалинской области (таблица 1).

Таблица 1. Установленные мощности дизельных электростанций в Сахалинской области

Энергоузлы и районы	Северо-Курильский	Курильский	Южно-Курильский	«Головнино»	Шикотанский	Проч.
Р _{уст.} , МВт	5,45	14,02	13,33	2,25	6,65	6,21
Доля в балансе, %	77	100	64	100	100	80

Основными направлениями повышения энергоэффективности электростанций являются:

1. Комбинированная выработка электроэнергии за счет ВИЭ;
2. Комбинированная выработка электроэнергии за счет невозобновляемых источников энергии;
3. Оптимизация работы станций посредством внедрения технологий цифровизации.

Комбинированная выработка с использованием водорода исходя из её маневренности и экологичности является предпочтительной.

Одним из путей получения водорода является использование автоматизированных и экологических электролизных установок на основе водных растворов щелочей.

Для покрытия потребности в ресурсах этих установок оптимальнее всего устанавливать их вблизи ГЭС, вследствие доступности водного ресурса, низкой стоимости электроэнергии и низкого коэффициента использования установленной мощности (КИУМ) данных электростанций

На ДЭС Сахалинской области вырабатывается примерно 100 млн кВт·ч электрической энергии в год [3]. Планы по экспорту водорода в Азию [3] позволяют увеличить это значение. Примем, что при сжигании 1 м³ водорода образуется 1.5 кВт·ч электроэнергии [4].

Тогда получим необходимый объем водорода:

$$V = \frac{790 \cdot 10^6}{1.5} = 527 \cdot 10^6 \text{ м}^3$$

С учетом КПД электролизной установки, принятый равным 26.3% [5], общее их количество составит порядка 160 единиц.

Транспортировка водорода возможна за счет строительства новых и использования существующих сетей газопроводов подмешиванием небольших

его количеств с природным газом. Конструкция газопроводов не позволяет использовать их для передачи водорода в полном объеме в силу охрупчивания металла, однако в мировой практике уже эксплуатируются трубопроводы, по которым передается водород.

Для оптимизации выработки и сбыта водорода предлагается внедрить нейросети, повышая потенциал использования генерирующих мощностей и сокращая избыток резервов. Регулирование объемов производства водорода можно осуществлять, анализируя экономические, энергетические и прочие факторы, снижая тем самым затраты.

Оценим ранее полученный коэффициент с учетом изменений:

$$k = \frac{355224}{957689} = 0.37$$

Выводы. Внедрение «зеленого» водорода, оптимизация его генерации и транспортировки позволит получить выгоду на многих уровнях. Производство водорода, которое на данным момент развито слабо, является перспективным направлением. Очевидным положительным эффектом будет улучшение экологической обстановки вследствие замены ДЭС на топливные элементы. С экономической точки зрения выигрыш будет заключаться во внесении налоговых платежей в бюджеты разных уровней, развитии “зеленых облигаций”, возможность экспорта водорода в Китай и Японию, создание рабочих мест. Важным следствием также является повышение энергоэффективности путем сокращения объема углеводородов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 12 октября 2020 г. № 2634-р
2. Основные показатели ПАО ЕЭС Дальнего Востока // URL: <http://www.rao-esv.ru/shareholders-and-investors/main-indicators/>
3. Минэнерго Сахалинской области. // URL: https://minenergo.sakhalin.gov.ru/site_get_file/1206/
4. Министерство энергетики. // URL: <https://minenergo.gov.ru/node/19318>
5. Электролиз - DRIVE2. // URL: <https://www.drive2.ru/b/758097/>

УДК 338.583

А.С. Горько, Т.А. Чепкасова
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

СНИЖЕНИЕ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ С ПОМОЩЬЮ ПРИМЕНЕНИЯ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ НА ПРИМЕРЕ ЦЕНТРОВ ОБРАБОТКИ ДАННЫХ

Объект исследования – центры обработки данных.

Предмет исследования – изменение показателей энергопотребления центров обработки данных под воздействием внедрения нейронных сетей.

Актуальность данной работы обусловлена тем, что с каждым годом увеличивается производительность процессоров и мощность различных вычислительных машин, что приводит к практически неконтролируемому росту энергопотребления, поэтому для предприятий, владеющих центрами обработки

данных (ЦОД) поиск путей решения данной проблемы является одним из первоочередных вопросов.

Целью этой работы является разработка рекомендаций по оптимизации работы data-центров, в частности снижения их энергопотребления, с помощью внедрения нейронных сетей на основе международного опыта их использования.

Для достижения поставленной цели, будут решены следующие задачи:

1. Изучение и выявление особенностей работы data-центров.
2. Изучение факторов, влияющих на изменение энергопотребления ЦОД.
3. Разработка предложения по оптимизации энергопотребления ЦОД.

Для решения поставленных задач в исследовании будут использованы такие методы, как анализ, синтез, аналогия и сравнение полученных данных.

Для начала стоит разобраться, что такое data-центры, суть их работы, и для чего они нужны. ЦОД – это отдельное здание, где размещается и эксплуатируется комплекс емкого вычислительного оборудования, такого как сервера и системы хранения данных, которые предназначены для обработки и хранения информации.

Рост спроса на услуги дата-центров с каждым годом возрастает все сильнее, это обуславливает рост потребления энергии и самих серверов, и всех обеспечивающих их работу систем.

Потребление электрической энергии российскими центрами обработки данных выросло до 10,5 млрд кВт·ч. Снижение потребления дата-центров – актуальная проблем, которую необходимо решить.

В этой работе был проведён анализ на примере ЦОД «Авантаж», который располагается в подмосковном Лыткарино. Для того, чтобы изучить уровень энергоэффективности ЦОДа используется такой показатель, как PUE (эффективность использования энергии). Данный показатель определяется как соотношение общего энергопотребления ЦОД к энергопотреблению IT-оборудования [1].

По результатам нашего исследования значение показателя PUE упомянутого ранее центра обработки данных нельзя назвать идеальным- 1,78. В соответствии с полученным значением и согласно таблице, представленной компанией Green Grin, ЦОД «Авантаж» имеет удовлетворительную организацию энергопотребления (показатель идеальной организации- 1,25). Анализ результатов исследования позволил выявить необходимость в снижении уровня показателя PUE.

Во всем мире компании-владельцы ЦОД инвестируют в свои data-центры огромные средства для того, чтобы снизить затраты на их использование. Однако, казалось бы, очевидные вещи по оптимизации работы data-центров обращают на себя не так много внимания. В основном, компании пытаются уменьшить затраты на эксплуатацию data-центра за счет увеличения эффективности охлаждения, оптимизации источника бесперебойного электропитания (ИБП) и других систем ЦОД некоторыми физическими методами, такими как изоляция воздуховодов и более экономичное использование охлажденной воды или воздуха. Но эффект от таких способов

оптимизации работы ЦОД конечен и в конечном итоге станет недостаточным для постоянно растущих вычислительных инфраструктур.

Гигантский объем данных, обрабатываемый внутри вычислительных систем data-центров, их сложные взаимосвязи вынуждают владельцев ЦОД прибегать к использованию чего-то более эффективного, чем простые инженерные вычисления. Таким решением все чаще становится внедрение искусственных нейронных сетей [2].

Обученная нейронная сеть способна прогнозировать события на основе огромного количества информации, учитывая все взаимосвязи систем в ЦОД. Механизмы моделирования с использованием нейронных сетей помогают автоматически прогнозировать и выявлять возможные проблемы, возникающие, если нейронная сеть обнаруживает значительное отклонение систем от построенного прогноза [3].

Согласно опыту крупнейших корпораций-владельцев ЦОД, таких как Facebook и Google, с помощью применения методов искусственного интеллекта, в частности, нейронных сетей, показатель PUE возможно уменьшить до идеального уровня 1,15, и тем самым значительно снизить затраты на электроэнергию, используемую для эксплуатации ЦОД.

Для нашей страны такой путь решения проблемы практически неконтролируемого роста энергопотребления data-центров должен стать одним из наиболее приоритетных, так как в перспективе стимулирование спроса на все виды продуктов ИТ-сферы будет и со стороны таких государственных программ, как, например, «Цифровая экономика».

ЛИТЕРАТУРА

1. Энергоэффективность ЦОД и как ее измерить. // Cosmonova.net URL: <https://cosmonova.net/page/dc-energy-efficiency>.
2. Цифровая трансформация центров обработки данных. // Журнал сетевых решений URL: <https://www.osp.ru/lan/2018/02/13054337>
3. Андрияшин А. В., Щербатов И. А., Цуриков Г. Н., Титов Ф. М. Создание систем предиктивной аналитики для энергетических объектов // Управление развитием крупномасштабных систем. Москва: Международный научно-исследовательский институт проблем управления РАН, 2019. С. 452-460.

УДК 338.984

А.А. Казанцева, Т.Ю. Кудрявцева
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ФАКТОРОВ, ВЛИЯЮЩИХ НА ОБЪЕМ ПОТРЕБЛЕНИЯ АВИАТОПЛИВА

Актуальность работы. Для определения прогнозов потребления авиатоплива необходимо понимать, какая существует зависимость между объемами потребления авиатоплива и различными факторами и в какой мере данные факторы влияют на него. При этом распространение коронавирусной инфекции создало прецедент, при котором прогнозы потребления авиатоплива, сделанные в конце 2019 года, оказались неправдивыми, что влечет за собой

необходимость пересмотра прогнозов с целью определения сроков выхода отраслей авиаперевозок и авиатопливообеспечения из кризиса.

Цель работы. Определить факторы, которые оказывают влияние на объемы потребления авиатоплива в России, меры их воздействия и построить прогноз потребления авиатоплива на 2020 и 2021 гг.

Методы исследования. В данном исследовании рассмотрены основные тенденции рынка авиатоплива на основании данных международной и российской статистики [1; 2]. Для обработки данных были использованы методы анализа временных рядов и регрессионный анализ для определения факторов, влияющих на объем потребления авиатоплива в России. Эконометрическая модель оценивалась по следующим критериям: F-статистика, t-статистика, коэффициент корреляции, отсутствие мультиколлинеарности.

Результаты исследования. В конкурентной среде рынка авиатоплива цена на авиатопливо в большей степени зависит от котировки авиакеросина на бирже, затрат оператора на доставку, хранение, заправку и т.д., а также прибыли оператора [3]. Так же экспертами выделяются следующие факторы: уровень налогообложения; сезонность потребления; конкурентная среда в аэропорту; наличие свободного остатка топлива (запаса) у субъектов АТО в аэропорту; платежеспособность авиакомпании – потребителя; цена нефти и текущие экспортные пошлины на нефть и нефтепродукты [4]. Увеличение количества полетов, повышение пассажирооборота и грузооборота, на которые так же влияет огромное количество политических, экономических и социальных факторов, ведет к увеличению потребления авиатоплива. Однако повышение эффективности работы авиационного двигателя и снижение удельного расхода топлива так же влечет снижение потребления авиатоплива [5]. При этом цена на нефть практически не влияет на ценообразование авиационного топлива в России ввиду монополии операторов ТЗК [6].

Говоря о динамике развития рынков авиатоплива и авиаперевозок, стоит отметить, что российские рынки авиаперевозок и авиатоплива на протяжении последних трех лет демонстрировали аналогичную положительную динамику. Так, за этот период реализация авиационного топлива достигла значения в 9175 тыс. тонн, увеличиваясь каждый год в среднем на 5%. Основным фактором является повышение пассажиропотока, который, в свою очередь, каждый год увеличивался в среднем на 14% и в 2019 году превысил 130 млн человек, а прогнозное значение на 2020 год, по данным Росавиации, оценивалось в 136 млн чел.

Пандемия, начавшаяся весной 2020 года, внесла свои коррективы, сделала все перечисленные прогнозы неправдивыми. По данным Росавиации, за первое полугодие 2020 года внутренний пассажиропоток снизился на 42% по сравнению с аналогичным периодом предыдущего года, а международный – на 64%, составив всего 19 млн. человек и 9 млн. человек соответственно, по данным Росавиации. Перечисленная отрицательная динамика отразилась на российском рынке авиатоплива в 2020 году. Розничная реализация авиационного топлива в российских аэропортах в первом полугодии упала на 32% и составила 3 млн тонн против 4,3 млн тонн в аналогичном периоде прошлого года.

Таким образом, можно сказать, что на российском рынке присутствует зависимость объема потребления авиатоплива от объема пассажирских и грузовых перевозок и отсутствует зависимость от цены на нефть, так как она, в свою очередь, не влияет на ценообразование авиатоплива на российском рынке. При объяснении меры и степени зависимости этих факторов была получена следующая эконометрическая модель множественной регрессии:

$$Y = 6254,98 + 19,533 * X_1 + 0,3784 * X_2 + e, R^2 = 0,83, \quad (1)$$

где Y – объем потребления авиатоплива в России, тыс. тонн, X_1 – объем пассажирооборота в России, млрд чел.-км, X_2 – объем грузооборота в России, млн т.-км.

Следовательно, с увеличением объема пассажирооборота на 1 млрд чел.-км объем потребления авиатоплива в России увеличивается в среднем на 19,53 тыс. тонн при неизменном грузообороте, а рост грузооборота на 1 млрд чел.-км влечет за собой рост объема потребления авиатоплива на 0,378 тыс. тонн при неизменном пассажирообороте. Модель объясняет 83% вариации объема потребления авиатоплива.

Прогнозный объем авиатоплива в Российской Федерации, составленный по формуле 1, на конец 2020 года составит около 7 млн. тонн авиационного керосина при соответствующем снижении показателей пассажиро- и грузооборота, на снижение которых повлияло закрытие государственных границ и приостановка полетов в связи с распространением коронавирусной инфекции.

Выводы. Объем потребления авиатоплива в российских аэропортах определяется объемами пассажирских и грузовых перевозок, что подтверждается построенной регрессионной моделью. Следовательно, зная объемы пассажирооборота и грузооборота можно спрогнозировать объемы потребления авиатоплива в России. Полученные данные необходимы для планирования в сфере авиатопливообеспечения, особенно для выхода из кризисного состояния ввиду распространения коронавирусной инфекции в 2020 г.

ЛИТЕРАТУРА

1. Статистические показатели гражданской авиации России (регулярные и нерегулярные перевозки). Росавиация. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://favt.gov.ru/deyatelnost-vozdushnye-perevozki-osnovnyye-proizvodstvennyye-pokazateli-ga/> (дата обращения: 01.11.2020)
2. Annual Reviews IATA. [Электронный ресурс]. - 2015-2020. – Режим доступа: <https://www.iata.org/en/publications/annual-review/> (дата обращения: 01.11.2020)
3. Железная И. П. Взаимодействие авиаперевозчиков и топливозаправочных компаний // Научный вестник МГТУ ГА. - 2014. -№206. - С. 64-67.
4. Первознюк С. В. Особенности функционирования и тарифообразования топливозаправочных компаний // Научный электронный журнал «Меридиан». – 2020. - № 14 (48). - С. 327-329.
5. Свиридов Н. О., Халов О. М. Текущее состояние и перспективы роста мирового рынка авиатоплива для гражданских авиаперевозок // Инновации и инвестиции. – 2017. -№2. – С. 92-96.

6. Вдовенков А. А. Организация авиатопливообеспечения воздушных перевозок в аэропортах на территории субъектов Российской Федерации // Научный вестник МГТУ ГА. - 2005. - №88. - С. 227-230.

УДК 621.314

Е.В. Петросян¹, А.А. Геворгян², Е.А. Соколова³

¹Кафедра экономики и управления в энергетике
Национального политехнического университета Армении

²Кафедра теплоэнергетики и охрана окружающей среды
Национального политехнического университета Армении

³Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

ЛИБЕРАЛИЗАЦИИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО РЫНКА В АРМЕНИИ И РАЗВИТИЕ СИСТЕМ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ

Аннотация: Переход к либерализации рынка энергии в Республике Армения делает более актуальным исследование в области взаимосвязи энергетических систем с потребителями энергии, делая акценты на методах обеспечения и стимулирования регулирования нагрузки, на разработке новых энергосберегающих технологий.

Ключевые слова: Энергетическая стратегия, капиталоемкость, электрическая сеть, сетевые объекты, нелинейность параметров, многорежимность.

Динамика развития электрических сетей является основной темой прогнозных исследований начиная от основной энергетической стратегии развития до программ развития территориальных электросетевых компаний. В силу технологической целостности требуется системный подход к процессу анализа развития электрических сетей и генерирующих мощностей. Приоритет при анализе развития электрических сетей отдается генерирующим объектам, которые имеют большую капиталоемкость и длительный срок сооружения. На практике проблемы развития электрической сети могут исследоваться отдельно от проблем развития генерации.

Принимаемые решения (или прогнозы) по развитию электрической сети, в зависимости от вида прогноза, величины прогнозного периода, территориального охвата, существенно различны. Это определяет и различную детализацию электросетевых объектов в различных математических моделях, описывающих электрическую сеть.

Отметим что, при формировании энергетической стратегии страны и регионов требуется решение крупных проблем: выбор приоритетных научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ по созданию нового электротехнического оборудования, объемов межсистемного (межрегионального) транспорта электроэнергии [1].

При разработке схемы развития электрической сети, в условиях либерализации энергетического рынка, требуется выбор степени самобалансирования по электроэнергии региональных электрических сетей, оценка пропускных способностей межсистемных связей [2]. Предполагается более детальная разработка схем и программ развития электроэнергетики

субъектов РА, требуется выработка по-объектных предложений по развитию системообразующей электрической сети (конкретных линий электропередачи).

Годовое планирование сооружения конкретных сетевых объектов осуществляется в программах развития электросетевых компаний регионального уровня.

При решении задач развития электрических сетей на разных уровнях иерархии задач развития электрической сети требуется, вообще говоря, учет разного состава влияющих факторов и различные математические модели [3].

В общем случае для практических задач развития сети с принятием решений по конкретным сетевым объектам, характерны следующие положения, которые требуется отразить в математических моделях:

динамичность развития - требуется определить развитие элементов сети в динамике (по годам расчетного периода);

нелинейность параметров - квадратичная зависимость потерь в линиях электропередачи от величины перетока, нелинейная, разрывная зависимость затрат на сооружение цепи ЛЭП от ее пропускной способности [4];

дискретность - развитие сети осуществляется путем реализации единичных дискретных мероприятий (ввод отдельных элементов сети);

многорежимность - эффективность сооружения элементов сети определяется совокупностью всех (многих) режимов их использования в течение расчетного периода;

большая размерность из-за большого числа элементов сети (сотни и тысячи элементов).

Учет в полной мере всех этих факторов в рамках единой математической модели практически невозможен из-за отсутствия соответствующих методов решения таких задач достаточно большой размерности.

Наибольшие трудности в математическом плане вызывает учет дискретности развития сети, приводящий к невыпуклым, многоэкстремальным задачам математического программирования. Реализация таких задач методами динамического программирования, ветвей и границ и др. весьма трудоемка, соответствующие программные средства громоздки, медленны и трудны в реальном использовании.

В то же время, в последние годы достигнут существенный прогресс в методах решения т.н. потоковых, сетевых задач. Разработаны эффективные, быстродействующие алгоритмы, учитывающие сетевую специфику задач, позволяющие существенно снизить время решения в сравнении с традиционными методами линейного и нелинейного программирования.

Эти методы развиваются и в настоящее время охватывают достаточно широкий круг математических постановок задач с учетом многих факторов, достаточно близких к реальным задачам развития и функционирования сетей различного назначения (системы связи, трубопроводные системы, электрические сети и др.).

На базе методов потокового программирования сформулированы задачи развития систем газоснабжения, транспорта нефти, систем теплоснабжения и др. [5].

Анализируя, задачи развития электрической сети крупных электроэнергетических систем на длительную перспективу вполне могут быть сформулированы в терминах известных потоковых моделей, допускающих эффективное решение, что дает возможность создания соответствующего программного обеспечения для оперативного решения задач достаточно большой размерности.

ЛИТЕРАТУРА

1. Гнути Т.С. Основы разработки бизнес-планов. Методические указания. Ереван: Изд-во Чартарагет, 2009.-65 с
2. Колмыкова Т.С. Инвестиционный анализ: Учеб. пособие. - М.: ИНФРА-М, 2009.-204 с.
3. Дубров А.М., Лагоша Б.А., Хрусталеv Е.Ю. Моделирование рисковvх ситуаций в экономике и бизнесе: Учеб. пособие/Под ред. Б.А. Лагоши.— М.: Финансы и статистика, 2000.-176 с.
4. Недосекин А.О. Нечетко-множественный анализ риска фондовvх инвестиций. Типография «Сезам», 2002.-181 с.
5. Кремер Н.Ш. Теория вероятностей и математическая статистика: Учебник для вузов. – М.: ЮНИТИ-ДАНА, 2003. -543с.

УДК 661.961

О.В. Новикова, У.Д.С. Гунасекара, Е.О. Кашина, А.А. Аристовa,
Б.М.Д.Н.С. Джайасингхе
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТЬ АТОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ КАК ДОПУСТИМОГО НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СЕКТОРА ШРИ-ЛАНКИ

Введение. В последние несколько лет экономика Шри-Ланки была одной из самых быстрорастущих в Южной Азии. В 2018 году 58% электроэнергии Шри-Ланки производилось из ископаемого топлива. Из них 22,4% - угольная генерация. Ввиду отсутствия местных ресурсов, ископаемое топливо импортируется, что составляет значительную часть расходов Шри-Ланки на импорт. Как развивающаяся страна, Шри-Ланка в будущем будет увеличивать спрос на электроэнергию[1]. Эта исследовательская работа направлена на изучение возможности принятия правительством Шри-Ланки варианта атомной электростанции.

Из-за ограниченной мощности существующей электросети реализация проекта крупной атомной электростанции возможно только с 2030 года. В предварительном технико-экономическом обосновании были рассчитаны выровненные удельные затраты электроэнергии для АЭС и сделано сопоставление с вариантом угольной генерации. Согласно расчету [2], стоимость электроэнергии ядерного варианта несколько ниже, чем угольного варианта при текущих рыночных условиях.

Долгосрочный план расширения генерации предполагает увеличение мощности примерно на 13 148 МВт к 2040 году [3]. Государственное финансирование исторически было основным источником финансирования

электростанций, принадлежащих Ceylon Electricity Board (CEB). Более крупные проекты (>10 МВт), разработанные Независимыми производителями электроэнергии по схеме Build-Own-Operate-Transfer, смогли привлечь международное финансирование. Тем не менее, это финансирование обычно требовало гарантии платежных обязательств СЕВ от правительства Шри-Ланки [4]. Гидроэнергетический потенциал считается практически исчерпанным. Уголь широко используется, но после исчерпания газа и нефти это приведет к высоким ценам на уголь и сократит период его доступности. Другая проблема заключается в том, что сжигание угля приводит к увеличению загрязнения окружающей среды.

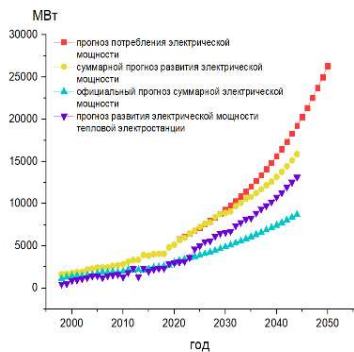


Рисунок 1 – Прогнозирование электрической мощности для Шри-Ланки с 1998 по 2050 год.

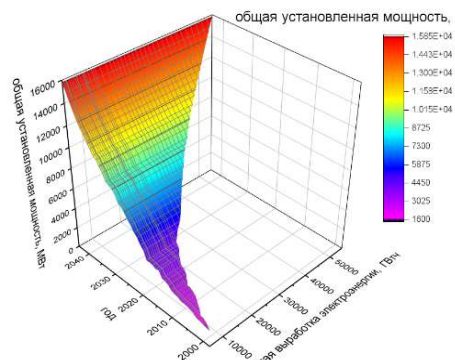


Рисунок 2 – Выработка электроэнергии и установленная мощность по годам для Шри-Ланки с 1998 по 2044 год.

На рис.1 показаны пиковые требования к общей установленной мощности и их прогноз до 2044 года. Авторами сделан общий прогноз установленной мощности до 2050 года. Согласно рис. 2, с 1998 по 2020 год использовались проверенные СЕВ данные за последние 22 года. С 2021 по 2044 год авторами сделан общий прогноз установленной мощности и выработки электроэнергии. В настоящее время мощность энергосистемы Шри-Ланки составляет 4160 МВт. Современная электроэнергетика Шри-Ланки состоит из ТЭС - 2116 МВт (их них 900 МВт угольной), крупных ГЭС - 1364 МВт и ВИЭ - 680 МВт (360 МВт мини-ГЭС, 125 МВт ВЭС, 167 МВт СЭС и 28 МВт био-ЭС).

С учетом требований по снижению экологической нагрузки энергетических объектов были рассмотрены технологические альтернативы увеличения мощности. Был проведен анализ затрат на угольную-ЭС Лаквиджая (Lakvijaya) показано в таблице 1.

Таблица 1: Показатели производства электроэнергии на ЭС Лаквиджая [5].

Установленная мощность, МВт	900
Срок экономической эксплуатации, Лет	30
Выработка ГВтч	2200
Амортизационная составляющая себестоимости, $\frac{\text{центов США}}{\text{кВтч}}$	1,77

Топливная составляющая себестоимости, $\frac{\text{центров США}}{\text{кВтч}}$	11,00
Затраты на техобслуживание в структуре себестоимости, $\frac{US cents}{\text{кВтч}}$	1,25
Себестоимость произведенной электроэнергии, $\frac{\text{центров США}}{\text{кВтч}}$	45
Выбросы CO_2 , $\frac{\text{кг}}{\text{кВтч}}$	0,915
Суммарные экологические затраты $\frac{\text{центров США}}{\text{кВтч}}$	1,28
Общая экономическая стоимость произведенной электроэнергии, $\frac{\text{центров США}}{\text{кВтч}}$	15,3

Величина выравненных затрат LECPU (Levelized Energy Cost Per Unit) рассчитывается по приведенной ниже формуле.

$$LECPU = \frac{\sum[(Pt+Et+Gt) \cdot (1+s)^{-t}]}{\sum[Xt \cdot (1+s)^{-t}]} \quad (1)$$

где: Pt = инвестиционные расходы в году t, Et = эксплуатационные расходы в году t, Gt = расходы на топливо в течение года, Xt = выработка электроэнергии в год t, S = ставка дисконтирования

Таблица 2. Расчет характеристик технологий производства угольной и атомной энергии.
(Составлена авторами)

Технология	A*	B*	C*	D*
Срок службы (лет)	30	30	60	60
Установленная мощность (МВт)	650	650	600	1000
Удельные капитальные затраты (долл./кВт)	3676	4558	6191	6041
Число часов использования уст. мощности (часов)	4800	4800	8000	8000
Среднегодовая выработка электростанциями (ГВт.ч)	3120	3120	4800	8000
Суммарные капитальные затраты (милл.долл США)	2389,4	2767,7	3714,6	6041
Удельные постоянные затраты (долл./кВт)	40,58	54,30	95,00	121,64
Суммарные постоянные затрат (милл.долл США)	791,31	1058,85	3420	7298,40
Удельные переменные затраты (долл./МВт.ч)	4,50	7,08	3,00	2,37
Максимальные переменные затраты в год (милл.долл США)	25,63	44,42	15,77	20,76
Ежегодные платежи за выбросы(центров США)/кВтч	1,28	0,90	0	0
Выравненная стоимость электроэнергии (долл./кВт.ч)	0,075	0,085	0,076	0,074

A* - Уголь без улавливания CO_2 , B* - Уголь с улавливанием CO_2 , C* - малая модульная реакторная АЭС, D* - (U-235) Урановый ядерный реактор

Результаты приведены в таблице 2, полученные авторами, доказывают большую экономическую привлекательность последнего варианта. Однако, с учетом недостаточности подтвержденных данных по затратам на вывод из эксплуатации исследуемых объектов, расчет проведен только с учетом капитальных, постоянных и переменных затрат, а также с учетом затрат на выбросы.

Выводы. Ядерная энергетика становится частью мирового низкоуглеродного энергетического решения. Есть несколько вариантов

поддержки предстоящей ядерной энергетической программы в стране и один из них сотрудничать с РОСАТОМом.

ЛИТЕРАТУРА

1. Asian Development Bank. (2019). Sri Lanka: Energy Sector Assessment, Strategy, and Road Map (Issue October). www.adb.orgwww.adb.org
2. Gunasekara U.J.S., Nuclear Power as a Possible Direction of Developing the Energy Sector of Sri Lanka. Jayasinghe B.M.D.N.S., 2021 ELConRus., St. Petersburg, Russia. 2021. *IEEE*. <https://ieeexplore.ieee.org/document/9396457> 10.1109/ELConRus51938.2021.9396457
3. Ceylon Electricity Board. (2019). Sri Lanka Energy|export.gov.https://ceb.lk/front_img/img_reports/1591174971Revised_LTGEP_2020-2039.pdf
4. Ceylon Electricity Board. (2015). *Development Planning on Optimal Power generation for Peak Demand in Sri Lanka. February*. https://openjicareport.jica.go.jp/pdf/1000020273_01.pdf
5. Jayaratne, W., Dasanayaka, S. W. S. B., & Mudalige, D. (2018). *Critical success factors of international technology transfer: a case of the Norochcholai Coal Power Project in Sri Lanka*. 59–69. <https://doi.org/10.31705/icbr.2018.8>

УДК 338.001.36

А.А. Аристова¹, У.Д.С. Гунасекара¹, О.В. Новикова¹

¹Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ И ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ИСПОЛЬЗОВАНИЯ УГЛЯ В ЭНЕРГЕТИКЕ ЕВРОПЫ

Введение. Энергетическая политика Евросоюза, начиная с 1986 года, начала свое активное развитие в области защиты окружающей среды. Согласно концепции климатической нейтральности к 2050 году, Европа достигнет до экономики с нулевыми выбросами парниковых газов, используя ВИЭ, экономику замкнутого цикла и биоэкономику.

Актуальность. Декарбонизация угля в странах, имеющих угольные месторождения и промышленность, проходит не так стремительно, как в странах, энергетика которых не держалась на угле.

Цель исследования. Оценка использования угля в энергетике Европы с экономической и экологической сторон.

Лидером в выбросах парниковых газов, согласно данным Еврокомиссии (таблица 1), является Германия (742 905,58 тыс. т).

Таблица 1: Выбросы парниковых газов за 2019 год, млн т [1]

Германия	Великобритания	Италия	Дания	Венгрия	Болгария
742,91	418,51	352,81	74,05	52,06	42,02

Предположим, что основная причина в высоком содержании парниковых газов кроется в добыче угля и наличии угольных тепловых электростанций.

Исследуемые данные статистики показали следующее: во-первых, угольная промышленность до сих пор является дешевой и по эксплуатации, и по строительству электростанций. Во-вторых, замена угля на ВИЭ не только достаточно дорогостоящая, но и требующая увеличения добычи ресурсов для изготовления оборудования производства возобновляемой энергии. При этом

производство электроэнергии за счет угольной энергетики составляет 415,5 МВт и уступает ветряной (427, 3 МВт), но не солнечной (131,2 МВт) [2].

Как показывают данные статистической службы Евросоюза (таблица 2), самые низкие цены на электроэнергию для бытовых нужд в первом полугодии 2020 года зафиксированы в Болгарии и Венгрии, а самые высокие в Германии и Дании соответственно [3]. С точки зрения затрат электроэнергии на промышленность ситуация не отличается, кроме того, что в Дании минимальна [4].

Таблица 2: Статистика цен на электроэнергию в первом полугодии 2019 года, евро за кВтч [3,4]

	Германия	Дания	Венгрия	Болгария
Бытовые нужды	0,3088	0,2984	0,1120	0,0997
Промышленные нужды	0,1557	0,0707	0,0970	0,0887
Средняя	0,2336	0,2204	0,1054	0,0936

Однако, в Дании низкая цена на промышленные нужды балансируется за счет бытовых, то есть средняя цена не падает, расчет которой основывается на данных Евростата (таблица 2) и энергетических балансов (таблица 3).

$$C_{\text{ср}} = \frac{\sum S}{\sum W} = \frac{C_{\text{быт}} \cdot W_{\text{быт}} + C_{\text{пром}} \cdot W_{\text{пром}}}{W_{\text{быт}} + W_{\text{пром}}},$$

где стоимость потребителей электроэнергии, евро за кВтч – $\sum S$, количество электроэнергии, кВтч – $\sum W$.

Таблица 3: Производство электроэнергии за 2019 год, ТДж [5]

	Германия	Дания	Венгрия	Болгария
Бытовые нужды	57 743	4 370	5 677	2 160
Промышленные нужды	55 712	2 277	4 457	2 673

Значительная разница в цене на электроэнергию связана с видом ее генерации. Болгария страна с главным источником энергии – углем, что и является одним из факторов сравнимо низкой стоимости электроэнергии в отличие от Германии, где альтернативная энергия превосходит традиционную. Так в 2018 году прекратило свое существование последнее угольное месторождение, а на 2020 год насчитывается около 1,7 млн солнечных установок суммарной мощностью 46 ГВт и более 60 тыс. ветренных станций на 60 ГВт.



Рисунок 1 – Эволюция стоимости реализованной продукции для топ-5 видов производственной деятельности, ЕС-27, 2009–2019 [6]

Топ-5 прогрессивных видов промышленности ЕС (рисунок 1) занимают: автомобильное производство, машиностроение и оборудование, металлургия и

химические продукты [6]. Германия же занимает ведущую позицию в экспорте транспортных средств, бытовой техники и химической продукции, усиливающие парниковый эффект. Что означает влияние специфики промышленности в странах Европы не только на экономическую составляющую, но и экологическую. Промышленность Болгарии же активно развивается в пищевой, химической и машиностроительной сфере.

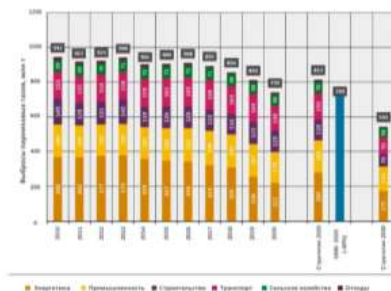


Рисунок 2 – Развитие парниковых выбросов в Германии [7]

Евросоюз активно пропагандирует безуглеродную энергию, не акцентируя внимание на других источниках выбросов. Явный пример Германия, которой необходимо рассмотреть пути уменьшения выбросов области отопления, промышленности, транспорта и сельского хозяйства (рисунок 2).

Вывод. Полагаясь на стратегию углеродной нейтральности, в странах с развитой возобновляемой энергетикой предполагаются минимальные выбросы углекислого газа. Однако, причина высокого содержания углекислого газа состоит и в промышленности в целом.

Безусловно отказ от угля улучшает экологическую ситуацию, но повышает цены на электроэнергию. Европе стоит задуматься о внедрении методов защиты окружающей среды, например, вихревой технологии [8]. Видимо Евросоюз волнует не только проблема экологии, но и политическая составляющая – зависимость от стран, поставляющих энергию и ископаемое топливо.

ЛИТЕРАТУРА

1. Air emissions accounts totals bridging to emission inventory totals // Eurostat URL: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/ENV_AC_AIBRID_R2_custom_807104/default/table?lang=en
2. Monthly data on energy // Eurostat URL: <https://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data#monthly>
3. Electricity price statistics // Eurostat URL: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Electricity_price_statistics
4. Electricity prices for non-household consumers // Eurostat URL: https://ec.europa.eu/eurostat/statisticsexplained/index.php/Electricity_price_statistics#Electricity_prices_for_non-household_consumers
5. Energy Balance // Eurostat URL: <https://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/energy-balances>
6. Statistics on the production of manufacture goods // Eurostat URL: <https://ec.europa.eu/eurostat/web/prodcom/data/database>

7. Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety // Eurostat URL: <https://www.bmu.de/en/pressrelease/greenhouse-gas-emissions-fell-8-7-percent-in-2020-1/>

8. Тринченко А.А. Низкотемпературная вихревая технология как метод защиты окружающей среды / Материалы научной конференции с международным участием, 19–24 ноября 2018 г. Институт энергетики и транспортных систем. Ч. 1. – СПб.: ПОЛИТЕХ-ПРЕСС, 2018. С. 52–54

УДК 697.1

А.Р. Хафизова, С.А. Лившиц, Н.А. Юдина
Казанский государственный энергетический университет

ОСОБЕННОСТИ И ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ИНДИВИДУАЛЬНОЙ СИСТЕМЫ ОТОПЛЕНИЯ

Введение. В настоящее время, теплоснабжение около 80% городского фонда России осуществляется от централизованных источников. Эксплуатация тепловых сетей сопровождается неизбежными тепловыми потерями от внешнего охлаждения в размере 12-20% тепловой мощности (нормируемое значение 5%), и с утечками теплоносителя 5-20% расхода в сети [1]. Значительное превышение нормативных потерь связано с высокой степенью износа оборудования централизованных систем теплоснабжения и, особенно, тепловых сетей, до 70% и более. Поэтому, именно тепловые сети являются самым ненадежным элементом системы централизованного теплоснабжения, на который приходится более 85% отказов по системе в целом [2].

Актуальность. В последнее время появилась тенденция развития объектов малой энергетики, в том числе широкое распространение получила внедрение индивидуальной системы отопления.

Цель исследования. Оценка экономической эффективности при переходе к индивидуальной отопительной системе. С учетом поставленной цели в исследовании решались следующие задачи:

1. Определение особенностей индивидуальной системы отопления;
2. Выделение разных вариантов индивидуального отопления.

В методологии исследования использованы сбор данных, сравнение, обобщение, анализ общедоступной информации, а также результаты авторского наблюдения внедрения индивидуальной системы отопления.

Переход к индивидуальной системе отопления сопровождается некоторыми особенностями - ее достоинствами и недостатками. К достоинствам относят возможность регулировать температуру по отдельным помещениям с помощью датчиков температур, также возможен обогрев в межсезонье [3,4]. Установка двухконтурного котла позволит жильцам не только поддерживать благоприятную температуру дома, но и обеспечит горячей водой. К недостаткам –наличие специального помещения с должной вентиляционной системой, а также сложности, связанные с оформлением документации на отключение от центральных коммуникаций (в многоквартирных домах), разработкой проекта и получением разрешения на установку оборудования.

Как правило, индивидуальная система отопления состоит из нагревательного элемента, труб, радиаторов, запорной арматуры, расширительного бачка, и приборов для регулирования температуры. Нагревательный элемент может представлять собой газовый либо электрический котел. Выбор должен осуществляться, исходя из экономической выгоды и возможности комфортного проживания при выборе того или иного отопительного оборудования. Предположим, что для обогрева двухэтажного частного дома площадью 140 м² и высотой потолков 3 м будем устанавливать газовый двухконтурный котел. Общая мощность выбранного котла 24 кВт, но следует отметить, что мощность оборудования подбирается с запасом 20% от теплопотерь, поэтому котел выставлен на 15 кВт и температуру 60 градусов с тем расчетом, что количество секций радиаторов составляет 150 при мощности одной около 100 Вт. Если мощность будет слишком низкой, недостаточно комфортной будет и температура воздуха в доме осенью и зимой. Слишком большая для площади сооружения мощность приведет к перерасходу топлива и лишним расходам.

Рассчитаем стоимость обогрева жилища газовым двухконтурным котлом с использованием следующей формулы:

$$S = \text{Показание счетчика} * \text{Период} * \text{Стоимость 1 кВт} \cdot \text{ч}$$

где S – сумма к оплате за потребленную электроэнергию.

Расчет будем производить по сезонам, с тарифом 5,89 рубля за куб, таким образом, получаем:

зимний сезон: 1000 м³*4 месяца*5,89 руб.=23360 рубля.

летний сезон: 60 м³*3 месяца*5,89 руб.=1413,6 рубля.

межсезонье: 200 м³*5 месяца*5,89 руб.=5890 рублей.

Общая сумма оплаты отопления за год составляет: 30663,6 рублей.

Так как был выбран двухконтурный котел, то дополнительно необходимо произвести расчет стоимости холодной воды за год:

20 м³*12 месяцев*18,72 руб.=4492,8 рубля.

Также необходимо учесть расходы электроэнергии на освещение, при условии, что стоимость в месяц составит 4000 рубля, следовательно, в год 48000 рублей.

Результаты расчетов с использованием газового котла.

Получается, общие затраты за год составят:

30663,6+4492,8+48000=83156,4 рубля.

Рассмотрим другой вариант индивидуального отопления с использованием электрического котла.

Определим стоимость отопления и дополнительных затрат на электричество аналогично расчетам по газовому котлу. Отметим, что в летний сезон котел не работает, значит, расчетов в этом периоде производиться не будет.

Предположим, что среднее время работы котла в день будет равняться 18 часам, тогда следует, что всего кВт за сутки:

в зимний сезон: 12 кВт*18 ч=216 кВт

в межсезонье: 9 кВт*18 ч=162 кВт

Далее найдем потребление электроэнергии за весь период в кВт и в денежном выражении.

всего в месяц в зимний период: $216 \text{ кВт} \cdot 30 \text{ дней} = 6480 \text{ кВт}$

величина затрат в рублях в общем за период по тарифу 3,93 рубля за 1 кВт:
 $6480 \text{ кВт} \cdot 4 \text{ месяца} \cdot 3,93 \text{ руб.} = 101\,865,6 \text{ руб.}$

всего в месяц в межсезонье: $162 \text{ кВт} \cdot 30 \text{ дней} = 4860 \text{ кВт}$

величина затрат в рублях в общем за период по тарифу 3,93 рубля за 1 кВт:
 $4860 \text{ кВт} \cdot 5 \text{ месяцев} \cdot 3,93 \text{ руб.} = 95\,499 \text{ руб.}$

Результаты расчетов с использованием электрического котла.

Общая величина затрат на отопление за 9 месяцев составит: 197355,6 рубля.

Будем считать, что расходы электроэнергии на освещение, как и в описанном выше примере, составят 48000 рубля в год. Следует, что всего затрат на 245355,6 рубля.

Выводы. Переход к индивидуальной системе отопления с газовым котлом экономически выгоднее почти в 3 раза, чем при использовании электрического котла, несмотря на то, что затраты по техническому обслуживанию газового котла обойдутся дороже.

ЛИТЕРАТУРА

1. Шкаровский А.Л. Теплоснабжение. 2020 г. – 392 с.
2. Елистратов С.Л., Шаров Ю.И. Котельные установки и парогенераторы. 2021. – 148
3. Роженцова Н.В., Регир О.С., Коцюбинский А.В. Многоагентный подход к моделированию активных потребителей / Вестник КГЭУ. 2019. Т. 11. № 2 (42). С. 47-55.
4. Сергеев В.В., Владимиров Я.А., Зысин Л.В. Некоторые актуальные вопросы перехода к бивалентным системам при совершенствовании централизованного теплоснабжения. Известия Российской академии наук. Энергетика. 2018. № 4. С. 92.

УДК 33

З.Х. Хантимерова, Н.А. Юдина, С.А. Лившиц
Казанский государственный энергетический университет

ЦИФРОВИЗАЦИЯ В ЭНЕРГЕТИКЕ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Актуальность исследования на выбранную проблематику обусловлена трансформационными процессами в энергетической отрасли государства, формирующихся под влиянием создания цифровой экономики и развития различных инновационных технологий.

Целью научной статьи выступает исследовательский анализ основных тенденций цифровой трансформации энергетической отрасли Российской Федерации.

Актуальность процесса цифровизации в энергетической отрасли России поддерживает государство, которое разработала программу «Цифровая экономика».

Общая структура национальных проектов и бюджета их государственного финансирования при реализации программы «Цифровая экономика» изображены на рисунке 1.



Рисунок 1 – Федеральные проекты, входящие в реализацию государственной программы «Цифровая экономика» и размер их финансового бюджета [1].

Общий размер финансирования государственной программы РФ «Цифровая экономика» составляет 1,634 трлн рублей, из которых примерно 1,1 трлн рублей будет заимствовано из бюджетных средств консолидированного федерального бюджета страны.

Процесс цифровизации в энергетике, в первую очередь, обусловлен развитием системы управления энергоэффективностью, которая является одним из ключевых направлений совершенствования производственной деятельности предприятий энергетической отрасли Российской Федерации.

Архитектура цифровизации отечественной энергетики формируется исходя из следующих мировых тенденций [2; 3]:

- создание информационных платформ для потребителей;
- сокращение издержек на производство и управление путем мониторинга;
- повышение эффективности производственной деятельности;
- сокращение размера себестоимости производства энергии;
- использование широкого спектра внешних данных вместе с данными энергопотребления для повышения энергоэффективности.

Процедура цифровизации энергетики связана с тенденцией принятия решения об использовании методов и механизмов энергосбережения, путем применения инновационных технологий и моделей. Среди наиболее актуальных механизмов – использование альтернативных источников энергии для обеспечения производственных объектов электроэнергией [4].

Энергосбережение на предприятиях энергетической промышленности является одной из самых актуальных проблем зеленой экономики России, с которой те, в свою очередь, активно сталкиваются. Рост стоимости энергообеспечения производственной деятельности энергетических компаний привел к тому, что доля затрат на энергетические ресурсы возросла (в первую

очередь, электроэнергию), что снизило общий уровень рентабельности и прибыльности бизнеса.

Также, одним из главных направлений цифровизации в энергетике Российской Федерации выступает модернизация производственных мощностей, внедрение информационных и цифровых технологий, совершенствующих операционный цикл производства при управлении энергоэффективностью объектов жилой и нежилой недвижимости жилищно-коммунального комплекса, что может снизить объемы потребления тепловой энергии и электрической энергии населением в различных регионах нашей страны [5].

Еще одной цифровой технологией совершенствования энергетики в Российской Федерации выступает использование нечетких нейронных сетей [6]. Данный тип технологии нейронных сетей может гибко настраиваться и регулироваться человеком, не требует большого количества времени для самообучения.

Таким образом, процедура цифровизации энергетики в экономике Российской Федерации, в первую очередь, связана с тенденцией принятия решения об использовании методов и механизмов энергосбережения, путем применения инновационных технологий и моделей. Среди наиболее актуальных механизмов – использование альтернативных источников энергии для обеспечения производственных объектов электроэнергией.

ЛИТЕРАТУРА

1. Национальный проект «Цифровая экономика». URL: <http://static.government.ru/media/files/3b1AsVA1v3VziZip5VzAY8RTcLEbdCct.pdf> (дата обращения: 13.04.2021).
2. Мозохин А.Е., Шведенко В.Н. Анализ направлений развития цифровизации отечественных и зарубежных энергетических систем // Научно-технический вестник информационных технологий, механики и оптики. 2019. №4.
3. Ахметшин Э.Р. Цифровые технологии в энергетике // Проблемы науки. 2019. №3 (39).
4. Сайфутдинова, Г. Б. Применение возобновляемых источников энергии в ресурсосбережении российской энергетики / Г. Б. Сайфутдинова, Д. Л. Палуку // Международный журнал гуманитарных и естественных наук. 2019. №4-3.
5. Еникеева С.Р., Рахимов И.К., Лившиц С.А., Усачев С.С. Математический анализ и моделирование процессов: обоснование итерационного и кубатурного методов решения нелинейного сингулярного интегрального уравнения / Вестник Казанского государственного энергетического университета. 2018. Т. 10. № 2 (38). С. 10-15.
6. Лопырев И.А., Вознесенская Д.Д. Внедрение нейронных сетей при комбинированном производстве электроэнергии и водорода./ В сборнике: СОВРЕМЕННЫЕ ТЕНДЕНЦИИ В РАЗВИТИИ ЭКОНОМИКИ ЭНЕРГЕТИКИ. Сборник материалов Международной научно-практической конференции, посвященной 100-летию Белорусского национального технического университета. Министерство образования Республики Беларусь, Белорусский национальный технический университет. Минск, 2021 С. 169

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ОТХОДОВ ДЕРЕВООБРАБАТЫВАЮЩЕЙ
ПРОМЫШЛЕННОСТИ В КАЧЕСТВЕ ТОПЛИВА

Одним из перспективных направлений развития производства является переработка отходов производств и твердых коммунальных отходов и использование вторичных ресурсов. Эффективное использование отходов в современных условиях является необходимостью для снижения их отрицательного воздействия на окружающую среду.

Целью данной работы является экономическое обоснование целесообразности применения отходов на предприятиях.

Задачами являются обоснование эффективности обработки и использования отходов деревообрабатывающей промышленности в качестве топлива и обоснование эффективности применения топливных гранул, произведенных из отходов.

Большая часть деревообрабатывающих заводов по окончании реализации производства оставляют примерно от 25 до 40 % отходного сырья, которое не используется [1, с.75].

В Татарстане особой экономической зоне промышленно-производственного типа «Алабуга» находится предприятие ООО «Кастамону Интегрейтэд Вуд Индастри», которое специализируется на производстве древесных плит [2]. Предприятие имеет собственную систему энергообеспечения, на его территории планируется строительство комплекса переработки отходов производительностью 30 000 тонн/год.

Согласно Территориальной схеме в области обращения с отходами Республики Татарстан [3], в 2017 году на предприятии было получено 9053,4 тонн промышленных отходов. Примерно около 3 168,690 тонн отходов на данном предприятии – это отходы первой категории (горбыли), 2 716,020 тонн – опилки, 2 037,015 тонн – срезки и мелочи и 1 131,675 тонн – кора и торцевые обрезки.

Количество полученной от сжигания отходов энергии можно рассчитать по формуле (1):

$$Q = m \cdot q, \quad (1)$$

где Q – энергия топлива (кВт);

m – масса топлива (кг);

q – удельная теплота сгорания (кВт/кг).

Эквивалентное количество природного газа, необходимого для получения такого же количества теплоты сгорания, рассчитывается по формуле (2):

$$\rho \cdot q = \frac{Q}{V}, \quad (2)$$

где ρ – плотность топлива,

V – объем топлива.

Для расчета экономии от сжигания отходов производства вместо сжигания природного газа использовалась формула (3):

$$C = P_{\text{пр.газ}} \cdot V, \quad (3)$$

где C – стоимость природного газа, необходимого для получения энергии;

$P_{\text{пр.газ}}$ – цена за 1 м³ природного газа [1, с.80-94].

Таким образом, сжигание отходов даст 28 110 807 кВт энергии, а при стоимости природного газа 6,07781 руб. за 1 м³ (цена на газ для юридических лиц и предпринимателей в Республике Татарстан, годовой лимит потребления газа которых составляет от 10 до 100 млн. м³) экономия предприятия от использования отходов производства в качестве топлива составит 18 371 198,27 руб. (табл.1):

Таблица 1. Получение энергии путем сжигания отходов

Состав отходов	Удельная теплота сгорания q , кВт/кг	Количество отходов (масса топлива) m , кг	Количество полученной энергии Q , кВт	Эквивалентное количество природного газа V , м ³	Экономия от сжигания отходов вместо прир.газа C , тыс. руб.
Отходы первой категории	3,9	3 168 690	12 357 891	1328805,48	8 076, 23
Опилки	2,3	2 716 020	6 246 846	671703,87	4 082, 49
Срезки, мелочи, кора и торцевые обрезы	3,0	3 168 690	9 506 070	1022158,07	6 212, 48
Всего	-	9 053 400	28 110 807	3 022 667,42	18 371, 20

Также, при использовании пеллет собственного производства на самом предприятии, количество полученной энергии может быть больше, чем просто от сжигания переработанных отходов, так как теплотворная способность пеллет больше, чем теплотворная способность высушенной древесины, опилок или щепы - полученная энергия, определенная как произведение удельной теплоты сгорания пеллет (в данном расчете по формуле (1) возьмем ее равной 4,5 кВт/кг) на количество отходов предприятия (9 053,4 тонн), равна 40 740 300 кВт, что эквивалентно 4 380 677,42 м³ природного газа (расчет по формуле (2)).

Таким образом, реализация мероприятий по эффективному использованию отходов положительно сказывается не только на экологическом состоянии страны, но и на экономической стабильности предприятий - одновременно решается вопрос об утилизации отходов, получения дополнительного источника энергии [4,5]. Предприятиям не следует пренебрегать вопросом об отходах, так как эффективное использование технологий переработки может положительно повлиять на финансовые результаты компании.

ЛИТЕРАТУРА

1. Гордеев, А. С. Энергетический менеджмент в сельском хозяйстве: учебное пособие — Санкт-Петербург : Лань, 2018. — 308 с.
2. Официальный сайт ООО «Кастамону Интегрейтед Вуд Индастри». [Электронный ресурс]— URL: <http://kastamonu.ru/ru/news/kastamonu-has-put-into-operation-the-second-gas-turbine-installation-as-part-of-the-plant-s-thermal-power-station>(дата обращения: 05.02.2021)
3. Постановление Кабинета Министров Республики Татарстанот 13 марта 2018 года N 149 «Об утверждении Территориальной схемы в области обращения с отходами, в том числе с твердыми коммунальными отходами, Республики Татарстан» (в ред. Постановления КМ РТ от 14.05.2019 N 391, с изм., внесенными Решением Верховного суда Республики Татарстан от 14.09.2018 N 3а-560/2018) [Электронный ресурс] — URL: <https://base.garant.ru/22567635/> (дата обращения: 10.02.2021)
4. Еникеева С.Р., Лившиц С.А., Юдина Н.А., Усачев С.С. Использование метода наименьших квадратов в слабо сингулярных интегральных уравнениях для решения задач естественно-научной и экономической области знаний: Вестник КГЭУ – Казань. 2018. Т. 10. № 2 (38). С. 27-31.
5. Аникина И.Д., Трешева М.А., Скулкин С.В., Киселёв В.Г. Применение тепловых насосов для энерго- и ресурсосбережения на ТЭС Санкт-Петербург, 2021.

УДК 33

Л.А. Сабирзянова, С.А. Лившиц, Н.А. Юдина
Казанский государственный энергетический университет

ВЛИЯНИЕ АЛЬТЕРНАТИВНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ НА ЭКОНОМИКУ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

В современных условиях для обеспечения безопасного и устойчивого развития общества энергетическая отрасль играет немаловажную роль. В энергетическом балансе многих стран мира как развитых, так и развивающихся возобновляемые источники энергии (ВИЭ) уже играют немаловажную роль. Некоторые страны уже сейчас разрабатывают планы полного или почти полного перехода на ВИЭ [1; 2].

Актуальность научного исследования на тему «влияние альтернативной энергетики на экономику Российской Федерации» обусловлена тем, что в виду огромных запасов углеводородных ресурсов использованию возобновляемых источников энергии в энергетической политике России уделялось сравнительно мало внимания. Поскольку запасы традиционных ресурсов постепенно истощаются, достижение высокого уровня ВИЭ позволит не зависеть от традиционных ресурсов.

Соответственно, целью научной статьи выступает исследовательский анализ основных тенденций развития альтернативных источников энергии в условиях постепенной замены некоторой части потребления ископаемой энергии на возобновляемую, а также направлений влияния такой тенденции на развитие национальной экономики Российской Федерации.

В России возобновляемая энергетика, несмотря на обозначенные глобальные тенденции, по-прежнему находится на начальном этапе развития, хотя формирование отрасли способно оказать положительное влияние на экономику. Например, за счет развития возобновляемых источников энергии

могут быть созданы новые компании, новые рабочие места, новые возможности для развития населенных пунктов, находящихся на изолированных территориях от централизованного электроснабжения [3].

Расходы на НИОКР и инвестиции в производство оборудования для возобновляемой энергетики, а также инвестиции непосредственно в электростанции, генерирующие электроэнергию за счет ВИЭ способные ускорить переход российской экономики от экстенсивного типа развития к интенсивному и повысить инновационную активность российских компаний.

На данный момент лидирующие позиции в энергетике России занимают нефте- и газоперерабатывающие предприятия, которые обеспечивают 75 % энергопотребления в стране. Угольные предприятия дают 15 %, а ВИЭ вместе с АЭС всего 10 %.

Наиболее весомую долю среди альтернативных источников энергии занимают солнечные станции. В 2016 году производство электроэнергии на них составляло 70 млн кВт.ч. В 2017 году – 147,2 млн кВт.ч. В 2018 году – 298,2 млн кВт.ч. В 2019 году – 850,3 млн кВт.ч, а в 2020 году – рекордные 1516,1 млн кВт.ч. Таким образом, с каждым годом солнечные станции демонстрируют рост производства электроэнергии в геометрической прогрессии.

На втором месте идут ветровые станции. В 2016 году производство электроэнергии на них составляло 1,2 млн кВт.ч. В 2017 году – 2 млн кВт.ч. В 2018 году – 76,4 млн кВт.ч. В 2019 году – 209,8 млн кВт.ч, а в 2020 году – рекордные 550,2 млн кВт.ч. Стоит обратить внимание на то, что их актуальность резко увеличилась именно в 2018 году [4].

Другими видами альтернативных источников энергии выступают:

- биогазовые станции, объем производства электроэнергии в 2020 году которыми составляет 25 млн кВт.ч;
- станции биомассы и отходов, объем производства электроэнергии в 2020 году которыми составляет 39 млн кВт.ч;
- станции свалочного газа, объем производства электроэнергии в 2020 году которыми составляет 1,1 млн кВт.ч. Данный альтернативный источник энергии теряет свою актуальность, поскольку в 2019 году производство электроэнергии ним составляло 9,5 млн кВт.ч.

В настоящее время возобновляемая энергетика России, несмотря на обозначенные глобальные тенденции, по-прежнему находится на начальных этапах развития, хотя формирование отрасли ВИЭ способно оказать существенное положительное влияние на экономику.

Так, основными направлениями влияния альтернативных источников энергии на развитие национальной экономики Российской Федерации, будут выступать:

1. За счет развития возобновляемых источников энергии могут быть созданы новые компании, новые рабочие места, новые возможности для развития населенных пунктов, находящихся на изолированных территориях от централизованного электроснабжения.

2. Расходы на НИОКР и инвестиции в производство оборудования для возобновляемой энергетики, а также инвестиции непосредственно в

электростанции, генерирующие электроэнергию за счет ВИЭ способные ускорить переход российской экономики от экстенсивного типа развития к интенсивному и повысить инновационную активность российских компаний [5, 6].

3. Возможно повышение эффективности управления энергетическими затратами на производственных объектах.

4 Стимулируется повышение уровня экологической и технологической безопасности на объектах производства в промышленном секторе экономики.

Таким образом, развитие сектора альтернативной энергетики имеет положительное влияние на экономику Российской Федерации, стимулируя развитие ее энергетической отрасли и концепции «зеленой экономики».

ЛИТЕРАТУРА

1. Гречухина И.А., Кирюшин П.А. Возобновляемые источники энергии как фактор трансформации глобальной энергетики // Вестник евразийской науки. 2015. №6 (31).
2. Дыкусова А.Г., Кравец А.А. Возобновляемые источники энергии: перспективы развития и финансирования // Известия вузов. Инвестиции. Строительство. Недвижимость. 2017. №1 (20).
3. Маликова О.И., Златникова М.А. Государственная политика в области развития возобновляемой энергетики // Государственное управление. Электронный вестник. 2019. №72.
4. Рынок электроэнергии и мощности. URL: <https://www.np-sr.ru/ru/market/vie/index.htm> (дата обращения: 12.04.2021).
5. Еникеева С.Р., Лившиц С.А., Юдина Н.А., Усачев С.С. Использование метода наименьших квадратов в слабо сингулярных интегральных уравнениях для решения задач естественно-научной и экономической области знаний: Вестник КГЭУ – Казань. 2018. Т. 10. № 2 (38). С. 27-31.
6. Иванов С.А., Кузнецов А.А., Першиков Г.А., Селезнёв Ю.Г. Схемно-режимные особенности работы ВЭС параллельно с мощной энергосистемой. Известия НТЦ Единой энергетической системы. 2020. № 1 (82). С. 95-101.

УДК 338.2

Д.Н. Матвейчук

Белорусский национальный технический университет

АЛГОРИТМ ВЫБОРА ДЕЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ИСТОЧНИКА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Республика Беларусь относится к категории стран, которые не обладают значительными запасами собственных топливно-энергетических ресурсов. Поэтому обеспечение энергетической безопасности страны является одним из важнейших аспектов обеспечения Национальной безопасности Республики Беларусь.

Одно из направлений повышения энергетической самостоятельности Республики Беларусь включает в себя максимально возможное вовлечение местных и возобновляемых источников энергии в топливно-энергетический баланс страны, что позволит эффективно использовать имеющиеся ресурсы при снижении нагрузки на окружающую среду.

Развитие возобновляемой энергетики в Республике Беларусь может быть осуществлено в том числе и за счет создания структуры объектов децентрализованной энергетики. Децентрализация производства энергии рассматривается как наиболее реальная альтернатива традиционным централизованным системам энергоснабжения в мировой энергетике и имеет особую актуальность для всех секторов экономики. Для Республики Беларусь развитие децентрализованной энергетики будет способствовать не только формированию оптимальной структуры топливно-энергетического баланса, но и развитию конкурентной среды на электроэнергетическом рынке страны.

Под децентрализованной энергетикой понимается совокупность энергоустановок, расположенных вблизи потребителя, находящихся в его балансовой принадлежности, предназначенных для обеспечения собственных потребностей потребителя в энергии, имеющих или не имеющих связь с централизованной системой энергоснабжения [1].

Децентрализованная энергетика имеет ряд преимуществ, позволяющих ей способствовать эффективному устойчивому развитию энергетической системы Республики Беларусь:

- эффективное использование энергии и ресурсов;
- достижение показателей в сфере энергоэффективности;
- высокая технологическая, экологическая и экономическая эффективность;
- инвестиционная привлекательность;
- применение инновационных технологий.

Развитие децентрализованной энергетики может осуществляться в сфере сельского хозяйства, так как сельскохозяйственные районы характеризуются рассредоточенностью потребителей энергии в сочетании с малонаселенностью таких районов, а также доступностью возобновляемых и местных источников энергии по сравнению с урбанизированными районами [2].

Создание в рамках децентрализованной энергетики комплексов, комбинирующих генерацию разных видов возобновляемой энергии, позволит покрыть около 60% спроса на электрическую энергию и 40% спроса на тепловую энергию в местах их размещения. Кроме того, создание таких комплексов улучшит качество жизни в малых городах и сельских населенных пунктах и обеспечит создание дополнительных рабочих мест, что будет способствовать достижению устойчивого социально-экономического развития в Республике Беларусь [3].

Выбор децентрализованного источника энергии для потребителя можно представить следующей последовательностью действий:

1. Определение категорийности потребителей электрической и тепловой энергии, их потребление (суточное, сезонное, годовое) энергии, степень необходимости обеспечения бесперебойного энергоснабжения.

2. Оценка потенциала возобновляемых источников энергии на рассматриваемой территории.

3. Разработка принципиальной схемы привязки источника децентрализованной генерации, его тип, вид используемого возобновляемого ресурса.

4. Разработка возможных режимов функционирования децентрализованного источника с условием надежного энергообеспечения потребителей.

5. Оценка возможности включения новых потребителей и новых источников генерации.

6. Оценка наличия в непосредственной близости к обслуживаемой территории централизованной сети и возможности технологического присоединения к ней.

7. Рассмотрение вопросов надежности электроснабжения потребителей в сети с децентрализованным источником энергии. В таких условиях надежность снабжения электроэнергией в аварийных случаях разного рода обеспечить существенно легче, чем в крупных энергетических системах, так как потребители энергии могут участвовать в процессе балансирования мощности путем регулирования своих нагрузок, генерируя, накапливая и отдавая электроэнергию в сеть [4].

8. Рассмотрение вопросов, связанных с определением показателей экономической эффективности проекта срока окупаемости проекта по созданию децентрализованного источника энергии.

9. Обеспечение оптимального выбора системы управления работой источника и ее реализация [2].

Таким образом, развитие инфраструктуры децентрализованных энергетических предприятий, использующих местные и возобновляемые источники энергии, позволит не только осуществлять энергетическое обеспечение хозяйственной деятельности предприятий, но и способствовать достижению устойчивого социально-экономического развития в области энергетики в Республике Беларусь за счет рационального использования энергоресурсов без создания дополнительной нагрузки на окружающую среду и внедрения технологических инноваций и высокоэффективного оборудования в энергетическое производство.

ЛИТЕРАТУРА

1. Рудченко, Г.А. Экономические инструменты совершенствования системы энергосбережения предприятий АПК на основе использования децентрализованных источников энергии: автореф. дис. ... канд. экон. наук: 08.00.05 / Г.А. Рудченко. – Минск, 2020. – 27 с.
2. Харченко, В.В. Положения и принципы формирования генерирующего комплекса микросетей на основе ВИЭ / В.В.Харченко, В.А.Гусаров // Вестник аграрной науки Дона. – 2015. – № 4 (32). – С. 71-83.
3. Зорина, Т.Г. Устойчивое энергетическое развитие Республики Беларусь: теория, методология, экономический механизм: автореф. дис. ... док. экон. наук: 08.00.05 / Т.Г. Зорина; БГЭУ. – Минск, 2016. – 45 с.
4. Плоткина У.И., Хабачев Л.Д. Оценка эффекта от ввода объектов малой распределенной энергетики на снижение затрат в развитие региональных распределительных сетей/ Экономика и предпринимательство. 2017. № 5-1 (82). С. 367-371.

ОСНОВНЫЕ ПОДХОДЫ К ОЦЕНКЕ УРОВНЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ
БЕЗОПАСНОСТИ СТРАНАМИ ЕАЭС

В Республике Беларусь ввиду отсутствия собственных запасов ТЭР и существенной зависимости от импорта, основными направлениями энергетической политики, осуществляемой с целью обеспечения достаточного уровня энергетической безопасности, являются: использование альтернативных источников энергии с максимальным вовлечением возобновляемых, нетрадиционных и вторичных ресурсов; повышение эффективности использования энергетических ресурсов и снижении удельных расходов топлива на производство энергии; оптимизация режимов работы энергосистемы в условиях ввода в режим работы БелАЭС; дальнейшее совершенствование тарифной и налоговой политики для предприятий ТЭК; постепенный отказ от перекрестного субсидирования; создание и совершенствование законодательно-правовой базы в сфере энергетики, прежде всего, обосуждение и принятия проекта Закона «Об электроэнергетике»; стимулирование развития инновационной деятельности; проведение активной инвестиционной политики, направленной на привлечение необходимых финансовых ресурсов для обновления и модернизации парка основного генерирующего оборудования; реконструкция тепловых сетей с применением ПИ-труб и внедрение средств их диагностики с целью снижения затрат тепловой энергии на ее транспорт, перевод котлов с жидких видов топлива на газ; строительство и эксплуатация цифровых подстанций и другие[1].

Наиболее уязвимым направлением энергетической безопасности Республики Беларусь является низкая энергетическая самостоятельность страны, которую особо наглядно показывает коэффициент самообеспеченности, определяемый в виде отношения количества энергии, производимой и потребляемой в стране. Расчёт данного коэффициента показал, что в последние годы в Республике Беларусь наблюдается тенденция роста уровня самообеспеченности электроэнергией в Республике Беларусь и в 2019 году он достиг 106,24%. Сейчас обеспеченность республики собственными энергоресурсами недостаточна и находится на уровне 15% потребности в ТЭР. Увеличение внутреннего производства ТЭР и снижение зависимости от внешних поставок может быть достигнуто за счет развития возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и атомной энергетики, снижения энергопотребления, тем самым стимулируя потребителей повышать энергоэффективность производства в реальном секторе экономики и улучшать показатели по энергосбережению в коммунально-бытовом секторе. На период 2021-2025 гг. доля ВИЭ в котельно-печном топливе (КПТ) по ГПО «Белэнерго» должна составлять в пределах 1,3-1,5%. Доля местных ТЭР в КПТ должна составить от 2,1% в 2021 г. и к 2025 г. приблизиться к уровню 2,4%. Эффект от энергосберегающих мероприятий будет

способствовать поступательному снижению потребления КПП, основным из которых для республики является импортируемый газ. В 2021 г. к уровню 2020 г. запланировано снижение в его потребности на 13%, а к уровню 2019 г. – на 21%. Суммарное потребление ТЭР к уровню 2020 г. планируется снизить на 30%.

Наука и практика сегодня предлагает различные методы оценки энергетической безопасности, такие как метод множественной регрессии; экспертный метод; метод оценки величины и вероятности ущерба и другие. Однако, чаще всего, для оценки уровня энергетической безопасности отечественными и зарубежными учеными используется индикативный метод [2].

Анализ литературных источников позволил сделать вывод, что понятие энергетической безопасности принципиально отличается в зависимости от того, является страна экспортером либо импортером ТЭР. В зависимости от этого страна разрабатывает концепцию энергетической безопасности, в которой определены национальные особенности производства и потребления энергии [3].

Российская Федерация, как крупный экспортер ТЭР, определяет свою энергетическую безопасность как возможность реализовывать свой сырьевой потенциал на экспорт, при условии достаточно стабильного спроса потребителей на ТЭР. Поэтому и состав индикаторов энергетической безопасности включает характерный перечень индикаторов, таких как отношение прироста разведанных запасов углеводородов к их добыче; соотношение экспорта и добычи топлива; доля оборудования, вырабатывающего свой ресурс; коэффициент диверсификации приходной части энергетического баланса [4].

Для российской энергетики, являющейся энергоизбыточной с точки зрения наличия собственных запасов углеводородного сырья, индикативный анализ энергетической безопасности имеет ярко выраженную региональную особенность. Это обусловлено тем, что основные запасы ТЭР сконцентрированы в отдельных регионах, имеющих различные климатические условия, доступность ресурсов, уровень развития ТЭК региона и другие.

В Республике Беларусь, стране-импортере ТЭР, индикаторы энергетической безопасности сведены в следующие группы, для которых определены пороговые (нормальные и критические) уровни по каждому индикатору: энергетическая самостоятельность; диверсификация поставщиков и видов энергоресурсов; надежность поставки, резервирования, переработки и распределения ТЭР; энергетическая эффективность конечного потребления ТЭР и экономическая устойчивость ТЭК.

Анализ основных положений концепций энергетической безопасности стран ЕАЭС показал, что для оценки энергетической безопасности в каждой из них применяется свой набор индикаторов, отражающих уровень развития ТЭК. Для разработки единого подхода к оценке уровня энергетической безопасности необходимо разработать унифицированный набор индикаторов энергетической безопасности межстрановой интеграции. Это особенно актуально в виду формирования единого рынка энергии стран ЕАЭС.

ЛИТЕРАТУРА

1. Концепция энергетической безопасности Республики Беларусь [Электронный ресурс]: постановление Совета Министров Респ. Беларусь, 23 дек. 2015 г., № 1084 // ЭТАЛОН. Законодательство Республики Беларусь / Нац. центр правовой информ. Респ. Беларусь. – Минск, 2015.
2. Корякина Л.В. Инструменты выявления рисков энергетической безопасности на уровне страны и регионов. В сборнике: СОВРЕМЕННЫЕ ТЕНДЕНЦИИ В РАЗВИТИИ ЭКОНОМИКИ ЭНЕРГЕТИКИ. Сборник материалов Международной научно-практической конференции, посвященной 100-летию Белорусского национального технического университета. Министерство образования Республики Беларусь, Белорусский национальный технический университет. Минск, 2021. С. 162-163
3. Нагорнов, В.Н. Повышение энергетической безопасности теплоэнергетической системы / В.Н. Нагорнов, Т.Ф. Манцерова, Е.П. Чиж // Управление в социальных и экономических системах : м-лы XXVII международной научно-практической конференции, г. Минск, 17 мая 2018 г. / редкол.: Н.В. Суша (предс.) и др. ; Минский инновационный ун-т. – Минск : Минский инновационный университет, 2018. – С. 27–28.
4. Береснева, Н.М. Система поддержки индикативного анализа энергетической безопасности России : диссертация ... кандидата технических наук : 05.13.18 / Береснева Наталья Михайловна; [Место защиты: Ин-т систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН]. - Иркутск, 2008. - 129 с. : ил. РГБ ОД, 61:08-5/90

УДК 614.841

К.А. Качура
Белорусский национальный технический университет

ПРОБЛЕМЫ РАЗВИТИЯ КЛАССИЧЕСКОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В УСЛОВИЯХ НЕСБАЛАНСИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ

Развитие зелёной энергетики является мировым трендом. Не обошёл этот тренд и восточноевропейский регион. Человечество только начало по-настоящему осваивать безмерные возможности солнца и ветра. К сожалению, не всегда опыт эксплуатации зелёной энергетики приводит к уменьшению использования классического ископаемого топлива, а иногда способен даже увеличивать генерацию энергии за счёт “грязных” видов топлива. Логично что это наносит не только вред экономике, но и экологии.

Значимость данной темы, захватывающей весь регион и ставят его на грань межгосударственной проблемы в связи с активным развитием возобновляемой энергетики и примеры этого кризиса дают возможность наблюдать и делать выводы о сценариях развития собственной энергетики и возможностей её реформирования.

1. Климатические особенности напрямую влияющие на показатели генерации энергии на СЭС (солнечные электростанции) и ВЭС(ветряные электростанции) делают южную часть государства более привлекательной относительно более лесистого и менее ветренного севера страны, что в свою очередь увеличивает потери в энергосистеме из-за естественного перевеса в потреблении энергии северных и северо-восточных регионов над южными.

2. Возможность инвестора самому выбрать точку, на которой будет располагаться объект генерации зелёной энергии естественным образом приводит

к созданию чрезмерных мощностей в благоприятных с точки зрения климата регионах, но при этом приводит к разбалансировке всей энергосистемы государства. (В 2019 году доля генерации на АЭС - 53,9%, в 2020 - 51,2%. Доля ВИЭ в 2019 году составляла 3,6%, а в 2020 - 7,3% при сокращении уровня генерации на 3,3% [1].)

3. Невозможность точного предсказания уровня генерации на СЭС и ВЭС в среднесрочной и долгосрочной перспективе вынуждает подготовить резервные мощности для поддержания устойчивости в энергосистеме.

4. Единственным способом в достаточной мере гарантировать стабильность энергосистемы в географических условиях Украины является применение станций, использующих классическое ископаемое топливо. Серьёзные запасы угля на территории южного соседа делают этот вид топлива основным для ТЭС и ТЭЦ.

5. Необходимость использования угля уменьшает экологический эффект от использования ВЭС и СЭС, а также в условиях стабильного энергопотребления вынуждает уменьшать долю других серьёзных источников энергогенерации. В условиях Украины таким источником является атомная энергетика в лице НАЭК Энергоатом, который является основным производителем электроэнергии (>50%) [2]. Так как атомная генерация является более чистой чем угольная, то это подобные изменения негативно влияют на уровень выбросов CO₂.

6. Главными причинами роста инвестирования в “зелёную” энергетику являлись высокий “зелёный” тариф (от 0.164 до 0.193 евро за 1кВт/час для СЭС) [3] и гарантии выкупа энергии от государства, что в свою очередь предполагало компенсацию разницы за счёт более дешёвых источников генерации [4]. В этих условиях НАЭК Энергоатом вынужден серьёзно снижать собственную генерацию, что при продолжении тенденции приведёт к значительному ухудшению финансового состояния украинского гиганта. Последствия развития подобных тенденций могут угрожать как снижением уровня “чистоты” энергии, так и более явной угрозой нехватки финансирования обслуживания энергоблоков украинских АЭС, е говоря про нехватку ресурсов для возведения более современных для замены ныне эксплуатируемых.

Выводы. В результате эксперимента, поставленного Украиной над своей энергосистемой, Беларусь может сделать вывод, который будет полезен при внедрении свободного рынка электроэнергии, а также при наращивании мощности ВИЭ путём привлечения частного капитала.

Использование высокого ” зелёного” тарифа для стимулирования роста отрасли применимо лишь при условии государственного регулирования мест расположения и мощностей новых источников ВИЭ, в противном случае это угрожает как финансовой стабильности отрасли, так и её физической безопасности

ЛИТЕРАТУРА

1. Энергетичний баланс України. [Електронний ресурс]. — Режим доступа: http://www.ukrstat.gov.ua/operativ/operativ2012/energ/en_bal/arh_2012.htm— Дата доступа: 04.04.2021.

2. Энергоатом инфографика. [Электронный ресурс]. — Режим доступа: https://www.atom.gov.ua/ru/press_centra-19/infografika-28—Датадоступа: 04.04.2021.
3. 2020: ОСНОВНИ РЕЗУЛЬТАТИ РОКУ ГАРАНТОВАНОГО ПОКУПЦЯ У ЦИФРАХ. [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <https://www.gpce.com.ua/main/news?id=636>—Дата доступа: 20.04.2021.
4. Беляев Н.А., Коровкин Н.В., Чудный В.С./Многокритериальная оптимизация при планировании развития энергосистем/Известия Российской академии наук. Энергетика. 2021. № 2. С. 3-11.

УДК 614.841

Д.В. Ларионова, О.Н. Ковалёва
Белорусский национальный технический университет

ДИНАМИКА ЭНЕРГОЕМКОСТИ БЕЛОРУССКОГО ВВП

Введение. Рост производства той или иной продукции напрямую зависит от потребления топливно-энергетических ресурсов (ТЭР). Их рациональное использование обеспечивает устойчивость экономики государства, полного удовлетворения потребности в топливе, тепловой и электрической энергии, а также сохранение нормальной экологической обстановки. Это отражается в таком показателе, как энергоёмкость валового внутреннего продукта. Он характеризует совокупность изменений энергетической эффективности процессов производства продукции и оказания услуг.

Актуальность. Этот вопрос является особенно актуальным для страны, так как около 84,8% ТЭР Республики Беларусь импортируются из других стран (на Российскую Федерацию приходится более 90%). Повышение энергоэффективности влечет за собой уменьшение объемов использования топливно-энергетических ресурсов, что в свою очередь снижает затраты на производственные процессы и ведет к экономическому росту.

Цель исследования. Проанализировать динамику энергоёмкости белорусского ВВП, определить основные факторы, влияющие на изменение уровня энергоёмкости ВВП.

На Рисунок 1 представлено изменение энергоёмкости валового внутреннего продукта за период 2010- 2019 гг.

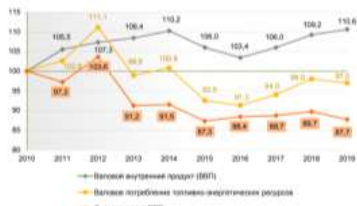


Рисунок 1 – Динамика энергоёмкости валового внутреннего продукта (в процентах к 2010 году) [1]

По сравнению с 2010 годом, уровень энергоёмкости ВВП РБ на 2019 год снизился на 12,3%. С 2010 по 2012 год все три показателя выросли до предельной

отметки: уровень потребления ТЭР превысил уровень ВВП, в следствие чего энергоёмкость ВВП выросла на 3,6% по сравнению с базовым годом.

Рост уровня ВВП продолжался до 2014 года в среднем на 7,85%. Несмотря на то, что в этот год уровень ВВП составил 110,2%, заняв самую высокую отметку за период 2010-2018 годов, энергоёмкость, как ожидалось, не снизилась, а выросла на 0,3% по сравнению с прошлым годом за счет увеличения потребления ТЭР. В 2015 году энергоёмкость ВВП достигла минимального значения за весь период в связи с резким снижением уровня потребления ТЭР. И с 2015 по 2018 растущий уровень ВВП не сумел уравновесить повышение объема потребления ТЭР, в результате чего энергоёмкость постепенно росла до 2019 года.

За 2019 год энергоёмкость ВВП Беларуси снизилась на 2,3%. Благодаря проведению успешной программы по увеличению уровня энергоэффективности, а также внедрению новых технологий производственных процессов, экономия составила 964,4 тыс. тонн условного топлива при плане 920 тыс. Доля местных ресурсов в валовом потреблении ТЭР составила 16,2 %. [2]

Проанализировав динамику энергоёмкости ВВП РБ за период 2010-2019 гг., можно отметить, что большее влияние на изменение энергоёмкости ВВП представлял уровень потребления ТЭР. Это подчеркивает важность создания более рациональных и эффективных способов использования топливно-энергетических ресурсов. На Рисунок 2 представлены показатели энергоёмкости ВВП в мире (в ценах на 2010 год по ППС) по данным МЭА.

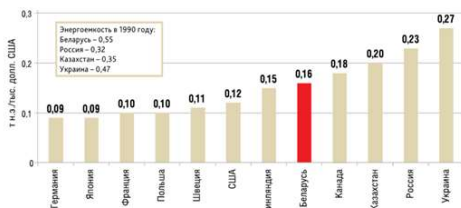


Рисунок 2 – Показатели энергоёмкости ВВП в мире (в ценах 2010 года по ППС) по данным МЭА [3]

Энергоёмкость ВВП Российской Федерации приблизительно в 2,5 раза выше, чем в развитых странах, и составляет 0,23 т н.э./тыс. долл. США. Имея собственную развитую энергобазу, Российская Федерация занимает второе место в рейтинге интенсивности использования энергии на единицу ВВП по странам. Собственные ресурсы иногда имеют негативное влияние на эффективность использования ТЭР, так как такое обилие не стимулирует снижать потребление топлива и энергии, а также разрабатывать новые, более эффективные технологии и кампании по энергосбережению [4].

Республика Беларусь не имеет собственных топливно-энергетических ресурсов в необходимом количестве. Схожие климатические условия, а также отсутствие собственной базы энергетических и топливных ресурсов присущи таким странам, как Польша, Литва, Латвия. Их энергоёмкости на 2019 год составляют: Польша – 0,10 т н.э./тыс. долл. США; Литва – 0,14 т н.э./тыс. долл.

США, Латвия – 0,13 т н.э./ тыс. долл. США (в то время как у Республики Беларусь – 0,16 т н.э./тыс. долл. США). Такой, относительно невысокий уровень показателя данных стран показывает, как экономика может успешно развиваться за счет эффективного использования энергоресурсов, а также проведения мероприятий по энергосбережению и совершенствованию технологического процесса.

Вывод. Энергоемкость ВВП показывает объемы потребления ТЭР, сопоставляя его с уровнем материального производства экономики. Главной целью политики любой страны является экономический рост. Так как полное исключение потребления ТЭР не является возможным, основной задачей определяется наиболее эффективное использование располагаемыми или поставляемыми ресурсами, а также увеличение объемов ВВП.

ЛИТЕРАТУРА

1. Энергетический баланс Республики Беларусь: статистический сборник. — Минск, 2020. — С. 22.
2. Энергоемкость ВВП Беларуси [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <https://www.belta.by/economics/view/energoemkost-vvp-belarusi-za-2019-god-snizilas-na-25-380830-2020/>. — Дата доступа: 19.04.2021.
3. WORD ENERGY BALANCES OVERVIEW (2019 edition) [Электронный ресурс]. — Режим доступа: https://iea.blob.core.windows.net/assets/8bd626f1-a403-4b14-964f-f8d0f61e0677/World_Energy_Balances_2019_Overview.pdf. — Дата доступа: 19.04.2021.
4. Григорьева Д. В., Калютик А. А. Оценка эффективности методов снижения технологического минимума энергоблока ТЭЦ. Статья в журнале Известия высших учебных заведений. проблемы энергетики, том: 19, номер: 7-8, год 2017 С.: 3-12

УДК 620.9

М.В. Ширковец, Е.Ю. Сильванович
Белорусский национальный технический университет

ОСОБЕННОСТИ УПРАВЛЕНИЯ ОБСЛУЖИВАНИЕМ И РЕМОНТОМ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Введение. Энергетика — это стабильно работающий сложный комплекс, играющий ключевую роль в развитии любого государства. Одна из фундаментальных проблем, связанных с эффективностью деятельности предприятий энергетики — это управление старением оборудования и продление срока его службы.

Особое внимание персонал РУП-облэнерго и филиалов уделяет повышению уровня надежности эксплуатируемого оборудования. Энергетика является отраслью со значительным уровнем фондоемкости, что обеспечивает высокая стоимость современного энергетического оборудования. За период с 2016 по 2018 г. стоимость основных средств энергетики выросла более, чем на четверть. Один из самых эффективных инструментов контроля надежности и безопасности функционирования электрооборудования является своевременное и полное выполнение его диагностики и технического осмотра. Так, за первое полугодие 2020 г. уменьшилось общее число отключений в работе оборудования

в сопоставлении с этим же периодом минувшего года, включая ошибочные действия персонала.

Актуальность. Один из самых эффективных инструментов контроля надежности и безопасности функционирования электрооборудования является своевременное и полное выполнение его диагностики и технического осмотра. Так, за первое полугодие 2020 г. уменьшилось общее число отключений в работе оборудования в сопоставлении с этим же периодом минувшего года, включая ошибочные действия персонала. В 2020 году в филиалах ГПО «Белэнерго» выполнен ремонт 20 генераторов, 4 силовых трансформаторов и синхронных компенсаторов, 11 высоковольтных выключателей 220-330 кВ. В целом проведено 166 комплексных ремонтов подстанций 35-110 кВ. За этот период произведены капитальные и средние ремонты 25 энергетических котлов, 18 турбин, 23 водогрейных котлов, 14 паровых котлов [1].

ГПО «Белэнерго» проводит активную инвестиционную политику, направленную на обновление, реконструкцию и модернизацию основных средств. Так, только в 2020 году введено в эксплуатацию основных средств на 1 107 188 тыс. рублей. За этот же период выполнено строительно-монтажных работ в объеме 1 175 884 тыс. рублей. Это позволило довести удельный вес затрат на приобретение машин и оборудования в общем объеме инвестиций в основной капитал до уровня 30%. Данные мероприятия позволяют повышать уровень надежности работы оборудования.

В случаях перебоя снабжения потребителей энергией негативные последствия ощущаются на всех уровнях – от макроуровня (национальной экономики в целом), мезоуровня (отдельных секторов экономики и регионов) до микроуровня (промышленных потребителей и коммунально-бытового сектора). Масштабы ущерба могут не только нанести значительный финансовый и репутационный ущерб субъектам хозяйствования, но и ряде случаев ведут к прекращению деятельности.

Цель исследования. Для поддержания стабильной работы энергосистемы необходимо своевременное выявление и устранение неисправностей в работе обслуживаемого оборудования, участие в ликвидации аварийных ситуаций на обслуживаемом участке, а также своевременный вывод оборудования в ремонт и ввод его в работу.

Различают механический и электрический износ электрооборудования. Механический износ представляет собой изменения первоначальных форм всего агрегата, составляющих его агрегатов или отдельных деталей, которые происходят в процессе как постоянных (временных), так и внешних (внутренних) воздействий на оборудование. Этот вид износа может выражаться в виде царапин, истончении покрытий или технологических слоев.

В случае электрического износа электрооборудования происходит невозможная утрата электроизоляционных свойств отдельных элементов электрооборудования. Например, в электрической машине может износиться изоляция в пазах или же случится износ трансформаторных обмоток[2].

Своевременное выявление электрического износа, качественное устранение его последствий, одно из основных условий безопасности[3]. Обычно это

происходит во время капитального ремонта электрооборудования, поскольку выявить конкретное место износа, как в случае с повреждением изоляции в отдельных витках обмоток не всегда представляется возможным.

Достаточный уровень эффективности использования оборудования и продление его ресурса может обеспечить цифровизация. Особое значение приобретает внедрение системы автоматизации управления техническим обслуживанием и ремонтом эксплуатируемого энергетического оборудования. Например, переход к электронному журналу дефектов приводит к повышению прозрачности процесса обнаружения и устранения дефектов, к большей оперативности их устранения. Появляется возможность статистического анализа видов, причин и последствий дефектов и отказов, что позволяет корректировать план ППР и оптимизировать затраты на его проведение.

Однако, при подготовке проекта цифровизации системы автоматизации управления техническим обслуживанием и ремонтом оборудования следует учитывать возможные сложности при ее внедрении на предприятии. Так, одной из первоочередных проблем может стать отсутствие полной и достоверной информационной базы об оборудовании, его количестве, техническом состоянии, эксплуатационном состоянии и т.д. Подготовка такой информации должна проводиться в интересах предприятия компанией-разработчиком. Этот процесс может быть осуществлен от 6 до 9 месяцев и не должен ограничиваться только тестовым режимом.

При подготовке программы цифровизации системы автоматизации управления техническим обслуживанием и ремонтом оборудования следует опираться на положительный опыт других стран и принятые международные стандарты по этому вопросу.

Выводы. Таким образом, для поддержания стабильной работы энергетического комплекса республики необходимо не только своевременное выявление и устранение неисправностей в работе оборудования, но и автоматизация системы управления техническим состоянием и ремонтом.

ЛИТЕРАТУРА

1. ГПО «Белэнерго» [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <https://www.energo.by> – дата доступа 10.04.2021.
2. Износ оборудования [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <https://lms.kgeu.ru/pluginfile.php> — Дата доступа: 10.04.2021
3. Новикова О.В., Толстова Л.В./Анализ причин возникновения аварийных ситуаций на объектах генерации, В сборнике: Неделя науки СПбПУ. материалы научной конференции с международным участием. 2017. С. 218-220.

«Современные аспекты тепловой и ядерной энергетики»

УДК 621.039.564

А.М. Панкин, И.В. Вишняков

Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

ДИАГНОСТИРОВАНИЕ РЕАКТИМЕТРОВ ЯДЕРНОГО РЕАКТОРА НА ОСНОВЕ ПОСТРОЕНИЯ ЭКВИВАЛЕНТНОЙ МОДЕЛИ

Реактиметр представляет прибор измерения (вычисления) реактивности ядерного реактора на основе информации, поступающей с ионизационных камер системы управления и защиты ядерного реактора. Такой прибор, как и другие измерительные приборы, необходимо периодически поверять с помощью тех или иных эталонных средств. Для этого создаются приборы, называемые калибраторами реактивности. Один из них рассмотрен в работе [1]. Ионизационная камера исполняет роль преобразователя нейтронного потока ядерного реактора в электрический сигнал.

Техническое состояние ионизационной камеры, как и любого технического объекта, изменяется в процессе эксплуатации. Для контроля этого состояния был предложен ряд запатентованных методов [2], отличительной особенностью которых явилось определение формы вольтамперной характеристики камеры в разных режимах работы (рабочем и тестовом). Эта характеристика выступает в роли величины, называемой в технической диагностике *диагностическим признаком* [3].

Но контролировать техническое состояние ионизационных камер представляет только часть задачи по диагностированию прибора, определяющего реактивность ядерного реактора. Вторая часть связана с контролем состояния преобразователя выходного тока ионизационной камеры в выходной сигнал реактиметра. Для этого в работе [1] был рассмотрен подход, называемый в технической диагностике методом *эквивалентной модели*. Он представлен на рисунке 1.

Эквивалентная модель (ЭМ) контролируемого технического объекта диагностирования (ОД) может быть представлена в виде его физической или математической модели.

На вход ОД и его модели подается одинаковый входной сигнал x , изменяющийся во времени (рисунок 1). На выходе сравнивается реакция ОД и ЭМ.

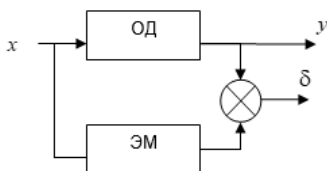


Рисунок 1 – Контроль технического состояния на основе метода «эквивалентной модели»

Если y — выходная реакция объекта, а $y_{ЭМ}$ — аналогичная реакция ЭМ, то условием исправности является выполнение неравенства

$$\delta = |y - y_{ЭМ}| \leq \delta_{тр}, \quad (1)$$

где $\delta_{тр}$ — заданное значение допустимой погрешности. При адекватном описании ОД с помощью данной модели $\delta \approx 0$.

При создании прибора для контроля технического состояния реактиметров на основе метода «эквивалентной модели» необходимо учесть, что в приборе должен быть использован тот же подход к вычислению реактивности, что и в самом реактиметре, а на входы ОД и ЭМ должны поступать одинаковые по форме входные сигналы.

Для получения эквивалентной модели цифрового реактиметра в программной среде Matlab была использована модифицированная расчетная программа [1], в которой реализованы функции:

- решение задачи кинетики ядерного реактора на основе 6-ти группового точечного приближения путем решения системы дифференциальных уравнений (имитатор кинетики) [4];

- решается задача вычисления реактивности в модели точечной кинетики реактора на основе метода обращенного решения уравнений кинетики в дискретных точках по времени. Для получения реактивности по заданной функции нейтронного потока или мощности реактора использовалась формула (2):

$$\frac{\rho}{\beta} = \frac{\Lambda}{\beta} \frac{1}{P(t)} \frac{dP(t)}{dt} + \frac{1}{P(t)} \int_{-\infty}^t \sum_{j=1}^M \alpha_j P(t') e^{-\lambda_j(t-t')} dt', \quad (2)$$

где: $\frac{\rho}{\beta}$ - величина реактивности в относительных единицах; Λ - время генерации мгновенных нейтронов; β - эффективная доля запаздывающих нейтронов; $P(t)$ - мощность реактора; λ_j - постоянная распада j -й группы ядер-предшественников запаздывающих нейтронов; α_j - нормировочный коэффициент для j -й группы запаздывающих нейтронов; M - количество групп запаздывающих нейтронов.

По расчетной программе были проведены расчетные исследования. При этом варьировались величины:

- значения реактивности;
- вносились возмущения в величину нейтронного потока, поступающего на вход программного блока вычисления реактивности.

Полученные расчетные значения реактивности сравнивались с заданными на входе в блок имитатора кинетики аналогичными значениями.

Заключение. Созданная программа может быть использована для проверки реактиметров на АЭС РФ. При этом возможно ее применение для реакторов разных типов путем изменения ряда параметров в точечной модели кинетики ядерного реактора.

ЛИТЕРАТУРА

1. Василенко В.А., Панкин А.М., Скворцов К.В. Калибратор реактивности // Атомная энергия, 2018, т. 125, вып. 3. С. 141-145.
2. Панкин А. М. Способ диагностирования ионизационной камеры системы управления и защиты ядерного реактора. Пат. Российская Федерация 2154288 / А. М.Панкин, С. А. Башарин, В. П. Даниленко. – Оpubл. 10.08.00, Бюл. “Изобретения и полезные модели”. № 22.
3. Калявин В.П., Панкин А.М. Основы теории надёжности и технической диагностики элементов и систем ЯЭУ. СПб.: Изд-во Санкт-Петербургского гос. политехнического ун-та, 2007. 213 с.
4. Казанский, Ю. А. Кинетика ядерных реакторов: учебное пособие по курсу «Физическая теория ядерных реакторов». – Обнинск: ИАТЭ, 2003. – 96 с.

УДК 681.518.3

А.М. Панкин, А.К. Горохов
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

ДИАГНОСТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ВНУТРИЗОННЫХ ДЕТЕКТОРОВ НЕЙТРОННОГО ПОТОКА ЯДЕРНОГО РЕАКТОРА

В настоящее время актуальной задачей для диагностирования многих технических объектов является оценка их фактического состояния [1] на момент выполнения диагностических измерений.

В качестве объекта диагностирования в данной работе рассматриваются датчики прямого заряда (ДПЗ), входящие в систему внутриреакторного контроля ядерного реактора. Показания этих датчиков используются для построения распределений нейтронного потока и энерговыделения по объему активной зоны реактора

В состав ДПЗ входит три основных элемента: эмиттер, изолятор, коллектор [2]. Нейтронный поток, попадая на материал эмиттера, вызывает в его ядрах радиоактивные превращения, в результате которых образуются β -частицы (электроны).

Если соединить коллектор и эмиттер проводником (создать внешний участок цепи датчика), то образуется замкнутая электрическая цепь, по которой течет электрический ток, имеющий достаточно малое значение ($\sim 10^{-7}$ А). Величина тока связана с величиной потока нейтронов в месте нахождения эмиттера датчика.

При уменьшении внутреннего сопротивления датчика или сопротивления изоляции кабеля внешнего участка измерительной цепи происходит возрастание тока утечки и, следовательно, уменьшение, и так малой, величины полезного токового сигнала, определяемого на внешнем участке измерительной цепи. В результате этого датчик переходит в неработоспособное состояние. Таким образом, данные сопротивления (проводимости) можно рассматривать в качестве диагностических признаков контролируемого объекта.

Указанные параметры уже рассматривались в качестве диагностических признаков в ряде работ по контролю состояния ДПЗ (см., например, [3]). В данной работе при контроле состояния датчика и оценке степени его

работоспособности в процедуру диагностирования включен еще один параметр в виде: мощности генератора электрического тока. Для контроля технического состояния выполняется идентификацию двух ДП датчика: мощности генератора электрического тока и проводимости изоляции между центральной жилой измерительного кабеля и его экраном.

На рисунке 1 представлена эквивалентная электрическая схема замещения измерительной цепи ДПЗ в штатном (основном) режиме работы.

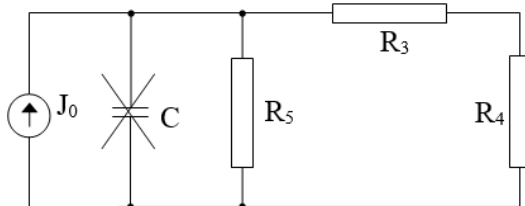


Рисунок 1 – Эквивалентная электрическая схема замещения измерительной цепи ДПЗ в штатном режиме

Для получения диагностического режима датчика создается цепь, схема которой показана на рисунке 2 [3].

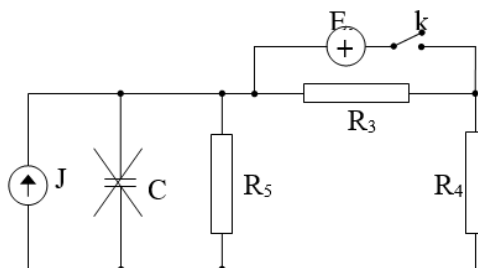


Рисунок 2 – Эквивалентная электрическая схема замещения измерительной цепи ДПЗ в режиме диагностирования

На схемах введены обозначения:

J_0 , R_6 - параметры датчика как источника тока; R_3 – резистор, введенный в схему для обеспечения в дальнейшем диагностического режима; R_4 – сопротивление нагрузки цепи датчика, используемое для измерения токового сигнала ДПЗ; R_5 – сопротивление изоляции измерительного кабеля на всей его длине от активной части датчика до измерительной аппаратуры; R_6 – внутреннее сопротивление датчика; J_0 – ток датчика на внутреннем участке цепи; C – электрическая емкость измерительного кабеля; E – ЭДС дополнительного источника напряжения в диагностическом режиме.

Для определения диагностических признаков ДПЗ были получены формулы [4], в которых I_1 , I_2 - измеренные токовые величины через сопротивление нагрузки в обоих режимах:

$$J_0 = \frac{b_1 \cdot a_{22} - b_2 \cdot a_{12}}{a_{11} \cdot a_{22} - a_{21} \cdot a_{12}}; \quad G = \frac{b_2 \cdot a_{11} - b_1 \cdot a_{21}}{a_{11} \cdot a_{22} - a_{21} \cdot a_{12}}.$$

$$a_{11} = G_3 G_4; \quad a_{12} = -(G_3 + G_4) I_1; \quad b_1 = G_3 G_4 I_1;$$

$$a_{21} = (G_1 + G_3) G_4; \quad a_{22} = -[(G_1 + G_3 + G_4) I_2 + G_1 G_4 E]; \quad b_2 = (G_1 + G_3) G_4 I_2.$$

Выводы: на основе выполненных расчетов получены новые результаты, позволяющие при проведении диагностирования ДПЗ расширить область работоспособности таких датчиков на 3-4 порядка по величине сопротивления изоляции по сравнению с традиционным подходом (до $\sim 10^2$ Ом вместо 10^6 Ом.).

ЛИТЕРАТУРА

1. Панкин А. М. Введение в теорию диагностирования электротехнических систем. СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2012. – 264 с.
2. Мительман М. Г. Зарядовые детекторы ионизирующих излучений / М. Г. Мительман, Н. Д. Розенблом. – М.: Энергоиздат, 1982.
3. Система контроля для обнаружения состояний датчика. Пат. Российская Федерация 13281 / Грибов А. А. [и др.] Оpubл. 27.03.00. Бюл. "Изобретения. Полезные модели". №2 (часть II). С. 347-348.
4. Панкин А. М., Коровкин Н. В. Диагностические признаки при контроле технического состояния ДПЗ ядерного реактора // Атомная энергия, 2017, т. 122, вып. 4. С. 235-238.

UDC 621.438

D.L. Kolbantseva, D.A. Treshchev, M.A. Treshcheva
Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University

RESEARCH OF A DOUBLE-CIRCUIT COGENERATION CCGT OPERATING IN A HEAT PRODUCTION MODE

Introduction. Significant issues in the design and operation of combined-cycle gas turbines (CCGT) for cogeneration purposes are the identification of the optimal value of the heat load connected to the CCGT and the justification of the value of the extraction factor (α_{TPP}) [1-2]. A few scientific schools have been engaged in solving this problem for heat-generating steam turbine plants (STP), but similar studies have not yet been conducted for modern utilization-profile CCGTs (CCCP). The value of relative fuel savings compared to separate generation ($\overline{\Delta Q}_f$) was used as the main criterion when performing optimization calculations of STP-based cogeneration plants. This parameter can also be used in current economic conditions for optimization calculations of the CCCP units since it is directly linked to the incremental economic effect of the cogeneration plant as well as to its parameters and structure [3].

The purpose of this work is to study the optimal value of the heat load connected to the CCCP.

Methods. With the help of the obtained connection of the integral economic effect and $\overline{\Delta Q}_f(1)$ the influence of the α_{TPP} on $\overline{\Delta Q}_f$ and the specific integral economic effect of replacing the combustion of a ton of fuel equivalent at separate generation for combined heat and electricity generation (δNPV) is studied:

$$\delta NPV = \left[1 - \frac{\frac{\eta_{CPP} \times (1 + \frac{1}{y}) \times \alpha_{TTP}}{\eta_{fhu}}}{\alpha_{TTP} + \frac{1}{y} \times \frac{\eta_{CPP}}{\eta_{HWB}}} - \frac{1 - \alpha_{TTP}}{1 + y \times \alpha_{TTP} \times \frac{\eta_{HWB}}{\eta_{CPP}}} \right] \times P_f \times T \rightarrow \max \quad (1)$$

where η_{fhu} – coefficient of fuel heat utilization; η_{HWB} – efficiency of the replacing hot water boiler plant; η_{CPP} – efficiency of the replacing CPP; y – specific power generation on thermal consumption, P_f - price of fuel equivalent, rubles/ton of coal equivalent, T - period.

The object of the study is a CCCP based on E-class gas turbine units (GTU). The GT13E2 and GTE-160 units are accepted as an example of such GTU. Table 1 shows the values of the main design parameters of the GTU.

Table 1 – GTU parameters of the ISO standard conditions

Parameter	Value	
	GT13E2	GTE-160
Air temperature, °C	174.59	155.3
Electric capacity, MW	36.67	34.12
Coefficient of performance, %	505.6	537
Flue gas temperature from GTU, °C	563.6	509

Calculations were made for the climatic conditions of St. Petersburg. The method of simulation modeling of CCGT operating modes with the use of a software product «United Cycle» is adopted.

Results. As a result, $\overline{\Delta Q}_f$ has a pronounced maximum at $\alpha_{TTP} = 0.49$ regardless of the E class GTU unit size (shown at fig. 1).

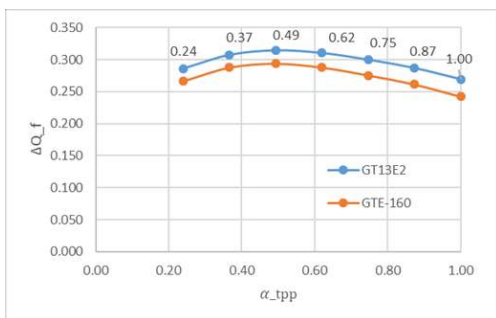


Figure 1 – Increase in relative fuel savings compared to separate generation for different values of the extraction factor.

The increase of δNPV reaches a maximum at the α_{TTP} , which is corresponding to the maximum of the $\overline{\Delta Q}_f$ (shown at fig.2). Maximum position of the δNPV does not depend on the value of capital costs of hot water boilers and steam heat exchangers. These parameters affect only the absolute value of the integral effect.

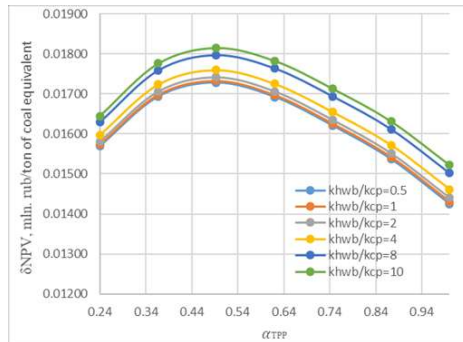


Figure 2 – Increase of specific integral economic effect ΔNPV for different values of the extraction factor at different ratio of the specific cost of hot water boilers and steam heat exchangers

Results. 1. The relative fuel savings rate compared to separate generation can be used as an optimization criterion for solving the problem of selecting and justifying the thermal efficiency coefficient for CCCP;

2. The value of the optimal extraction factor determined by the relative fuel economy rate, compared to separate generation for double circuit CCCPs based on E class GTU equals 0.49 under the climatic conditions of St. Petersburg;

3. The ratio of specific capital investments in hot-water boilers and heat-exchange equipment of the CCCP has no significant impact on the obtained result.

REFERENCES

1. Kostyuk R.I., Piskovatskov I.N., Chugin A.V., Kotsyuk N.N., Radin Yu.A., Berezinets P.A. Some features of operation modes of the main power unit PGU-450 T. // *Teplenergetika*, No.9, 2002, p. 6-11;
2. Radin Yu.A., Lyubtsov A.A., Makarov O.N., Basic performance indicators of the PGU-450T stream-gas unit during operation in the district heating and electric power mode // *Power Technology and Engineering*. 2012. T. 46. № 1. p. 70-74;
3. Kalyutik A.A., Treschev D.A., Trescheva M.A. Using the parameter of relative fuel savings to optimize the parameters of cogeneration CCGT // *Materials Science. Power Engineering*. 2020. V. 26, № 4. p. 51–63.

УДК 614.841

А.Д. Рыдзевская, В.В. Пирогова
Белорусский национальный технический университет

ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ АЭС

Введение. Одной из самых значимых и глобальных проблем современности является повышение потребления энергии. В развивающихся странах темпы потребления электроэнергии растут в геометрической прогрессии, по этой причине ухудшается экологическая обстановка в мире. Развитие ядерной энергетики – отличная альтернатива для решения этих проблем [1].

Актуальность. Значимость данной темы, захватывающей Республику Беларусь с недавних пор в связи с событиями Чернобыльской и Фукусима – 1

атомных электростанциях и введением в эксплуатацию Белорусской АЭС, определяется экологической безопасностью при эксплуатации АЭС.

Цель исследования. Определение ключевых мер и принципов для обеспечения экологической безопасности на АЭС.

Основные методы обеспечения экологической безопасности АЭС представлены на рисунке 1.



Рисунок 3 – Основные меры и методы экологической безопасности при эксплуатации АЭС [2,3]

Начиная с этапа проектирования Белорусской АЭС, была поставлена цель – усовершенствовать уровень обеспечения экологической безопасности станции. По этой причине были реализованы следующие меры и задачи:

- улучшение реакторной установки;
- минимизирование неустойчивости АЭС, которая может быть вызвана ошибками персонала;
- использование реакторов типа ВВЭР-1200 для сокращения рисков;
- усовершенствование оборудования АЭС для бесперебойной и надёжной работы.

Несмотря на всю сложность обеспечения экологической безопасности АЭС, на сегодняшний день ядерная энергетика занимает лидирующие позиции. В современном мире ядерная энергетика используется для производства электроэнергии, а в некоторых случаях и тепловой, которая в дальнейшем используется как в коммунальном секторе, так и в производственных целях [4].

Выводы. Использование ядерных технологий требует значительных денежных инвестиций на стадии их разработки и внедрении. Так же для проведения качественной оценки экологической безопасности АЭС, требуется разработка и использование новейших программ и алгоритмов, позволяющих производить мониторинг на всех стадиях технологического цикла производства энергии используя атомные электростанции.

ЛИТЕРАТУРА

1. Novikova, O., Kotsyubinsky, A., Yudina, N., Livshits, S., Dunaeva, T. Process model as a basis for intellectual control in real time by the processes of the production enterprise - IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, 2019, 618(1), 012009
2. Экология и защита окружающей среды : тез. докл. IV Междунар. науч.-практ. конф., Минск, 16–17 мая 2018 г. / редкол.: О. В. Чазов (отв. ред.) [и др.] ; под общ. ред. О. В. Чазова. – Минск : БГУ, 2018. – С. 221-222.
3. Экология и защита окружающей среды : сб. тез. докл. Междунар. науч.-практ. конф., 19—20 марта 2014 г. — Минск, 2014. — С. 350 - 351
4. Обеспечение экологической безопасности АЭС. [Электронный ресурс]. — Режим доступа: http://sosny.bas-net.by/wp-content/uploads/2013/09/inform_6.pdf. — Дата доступа: 04.04.2021.

УДК 621

В.Н. Нагорнов
Белорусский национальный технический университет

ИЗМЕНЕНИЕ СЕБЕСТОИМОСТИ ТЕПЛОТЫ ПРИ ПРИНУДИТЕЛЬНОЙ РАЗГРУЗКЕ ОТБОРОВ ТЭЦ

Ввод в состав Белорусской электроэнергетической системы (ЭЭС) атомной электростанции (АЭС), имеющей специфические требования к ее эксплуатации, потребует коренного пересмотра режима загрузки существующих электростанций. Одной из главных проблем, возникающей в связи с вводом АЭС, является прохождение ночных минимумов графика электрических нагрузок. В структуре генерирующих источников Белорусской ЭЭС, сложившейся на сегодня, значительную долю составляют ТЭЦ. При существующих маневренных возможностях оборудования остальных тепловых электростанций, работающих на органическом топливе, не может быть обеспечен баланс генерирующих мощностей без разгрузки ТЭЦ. Особо актуальной становится проблема прохождения ночных минимумов в отопительный период, когда разгрузка ТЭЦ по тепловому графику должна сопровождаться отключением теплофикационных отборов. Вынужденная разгрузка ТЭЦ по наиболее экономичному теплофикационному циклу будет сопровождаться неизбежным ухудшением ее технико-экономических показателей [1,2].

В настоящее время разгрузка ТЭЦ по тепловому графику с замещением тепловой нагрузки отборов электрическими котлами, установленными на ТЭЦ, признана наиболее перспективной для условий Белорусской ЭЭС, в этой связи произведем оценку изменения некоторых технико-экономических показателей, разгружаемой ТЭЦ. Обозначим через $\Delta Q_{\text{ч}}$ часовой отпуск тепла, (Гкал), передаваемого от отборов турбин электрическим котлом, тогда электрическая мощность догружаемого оборудования составит

$$\Delta N = (W + 1,163/\eta_{\text{эк}}) * \Delta Q_{\text{ч}},$$

где W - средняя удельная выработка электроэнергии на 1 Гкал отборного пара (МВт/Гкал); $\eta_{\text{эк}}$ – к.п.д. электродвигателя; 1,163 – коэффициент перевода.

В связи с установкой электродкотлов увеличатся отчисления на амортизацию и ремонт

$$\Delta И_a = (\Delta Q_{\text{ч}} * k * N_a / 100) (1,3...1,5),$$

где k – удельные капиталовложения в электродкотлы; N_a – норма амортизации, примерно $N_a = 100/T_{\text{пн}}$ [%/год]; $T_{\text{пн}}$ – срок полезного использования электродкотлов; 1,3...1,5 – коэффициент, учитывающий отчисления на ремонт [3,4].

Топливная составляющая теплоты будет равна

$$C_{\text{тэ}^T} = \Delta \text{Эк} * \tau_{\text{ээ}} / \Delta Q_{\text{год}}$$

$\Delta \text{Эк}$ – годовое потребление электроэнергии электродкотлом;

$\tau_{\text{ээ}}$ – тариф на электроэнергию;

$\Delta Q_{\text{год}}$ – годовой отпуск тепла от электродкотлов.

$$\Delta \text{Эк} = \Delta N * h_{\text{т}}, \Delta Q_{\text{год}} = Q_{\text{ч}} * h_{\text{т}},$$

где $h_{\text{т}}$ – годовое число часов разгрузки теплофикационных отборов.

Упрощая, топливную составляющую можно рассчитать

$$C_{\text{тэ}^T} = \Delta N * \tau_{\text{ээ}} / \Delta Q_{\text{ч}}$$

Следует заметить, что тариф на электроэнергию, потребляемую в часы ночного провала графика нагрузки, может быть снижен до величины топливной составляющей себестоимости.

$$C_{\text{ээ}^T} = V_{\text{ээ}} * C_{\text{тут}}$$

Разгрузка отборов ТЭЦ приведет к увеличению расхода топлива на производство электроэнергии

$$\Delta V_{\text{ээ}} = (V_{\text{ээ}}' - V_{\text{ээ}}) * \Delta \text{Эк},$$

где $V_{\text{ээ}}$, $V_{\text{ээ}}'$ – соответственно удельный расход топлива на отпуск электроэнергии от ТЭЦ до и после разгрузки отборов.

Изменение отпуска электроэнергии от ТЭЦ увеличится доля постоянных расходов в себестоимости электроэнергии

$$C_{\text{ээ}}^{\text{пост}'} = I_{\text{пост}^{\text{ээ}}} / (\Delta \text{отп} - \Delta \text{Эк}),$$

где $\Delta \text{отп}$ – годовой отпуск электроэнергии от ТЭЦ после разгрузки отборов.

Таким образом ущерб от разгрузки отборов ТЭЦ будет определяться прежде всего удельными капиталовложениями в электрические котлы, соотношением цены топлива и себестоимостью электроэнергии, получаемой электродкотлами, долей замещения отборов ТЭЦ электродкотлами.

ЛИТЕРАТУРА

1. Нагорнов, В. Н. Распределение топливных затрат при когенерации / В. Н. Нагорнов // Наука – образованию, производству, экономике : материалы 16-й Международной научно-технической конференции. - Минск : БНТУ, 2018. - Т. 1. - С. 121.
2. Нагорнов, В. Н. Перекрестное субсидирование / В. Н. Нагорнов // Наука – образованию, производству, экономике : материалы 14-й Международной научно-технической конференции. - Минск : БНТУ, 2016. - Т. 1. - С. 129.

3. Нагорнов, В. Н. Приведенные затраты / В. Н. Нагорнов // Модернизация хозяйственного механизма сквозь призму экономических, правовых, социальных и инженерных подходов : сборник материалов XII Международной научно-практической конференции, 15 марта 2018 г. / Белорусский национальный технический университет ; пред. редкол. С. Ю. Солодовников. – Минск : БНТУ, 2018. – С. 297-298.
4. Антонов М.И., Аржаев А.И., Аржаев К.А., Денисов И.Н., Калютик А.А., Карякин Ю.Е., Маханев В.О. О системах контроля течи теплоносителя на атомных станциях РФ // Современные технологии и экономика в энергетике (МТЭЕ – 2020) материалы международной научно-практической конференции. 2020 – Санкт-Петербург: ПОЛИТЕХ-ПРЕСС - С. 71-73

УДК 621.039

Д.А. Федорович, И.Л. Парамонова
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

ОБОСНОВАНИЕ ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКОЙ НАДЕЖНОСТИ ТВЭЛОВ С МОНОНИТРИДОМ УРАНА И СНУП-ТОПЛИВОМ

Введение. С ростом мирового потребления электроэнергии встает вопрос об истощаемости ресурсов. Развитие атомной энергетики и замыкание ядерного топливного цикла (ЯТЦ) может обеспечить стабильный рост производства электроэнергии с минимальными затратами природных ресурсов и без выбросов парниковых газов. Замыкание ЯТЦ также предусматривает уменьшение количества радиоактивных отходов, что положительно влияет на экологическую обстановку и общественное мнение о ядерной энергетике в целом.

Актуальность. Реакторная установка БРЕСТ-ОД-300 является частью проекта «Прорыв» Госкорпорации «Росатом», который направлен на развитие крупномасштабной ядерной энергетики путем реализации замкнутого ЯТЦ на базе реакторов на быстрых нейтронах с жидкотеплоносительным теплоносителем. В данном реакторе, отнесенном к четвертому поколению, предложены такие инновационные технические решения, как использование высокоплотного смешанного нитридного уран-плутониевого топлива (СНУП), свинцового теплоносителя, а также интегральная компоновка. Изначально для данного проекта рассматривался вариант с топливом на основе мононитрида урана.

Цель исследования. Сравнение СНУП-топлива с мононитридом урана с точки зрения теплообмена, безопасности и топливного цикла. Объектом исследования являются СНУП-топливо и мононитрид урана, а предметом исследования является теплотехническая надежность твэлов с этими топливами. С учетом поставленной цели в исследовании решались следующие задачи:

1. Собрать и проанализировать необходимые для расчета данные по реакторной установке БРЕСТ-ОД-300.
2. Произвести численное моделирование полей температур в твэлах с мононитридом урана и со СНУП-топливом с помощью программного обеспечения ANSYS.
3. Установить качественную зависимость теплопроводности нитридного топлива от содержания в нем нитрида плутония.

В первую очередь были определены теплофизические характеристики свинца, гелия [1], конструкционного материала оболочки твэла – стали ЭП823-Ш, СЛУП-топлива UN-13%PuN [2] и мононитрида урана UN [3]. Коэффициент теплоотдачи при конвективном теплообмене между оболочкой твэла и свинцовым теплоносителем определялся по методике из [4], и для самого напряженного твэла в сечении, соответствующей середине активной зоны (АЗ), он равен $\alpha_k = 30,6 \text{ кВт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$.

В результате численного моделирования в пакете ANSYS были получены модели самых напряженных в АЗ участков твэла с различными топливными композициями (рис.1).

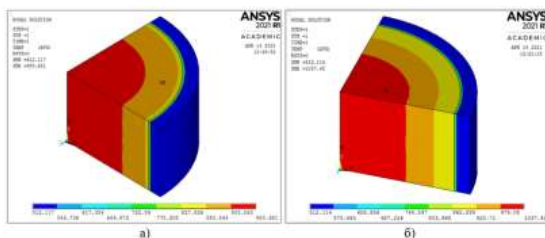


Рисунок 1 – Результат моделирования поля температур для твэла а) мононитридом урана UN, б) СЛУП-топливом UN-13%PuN

На рисунке 1 представлены поля температур самых энергонапряженных участков твэла АЗ БРЕСТ-ОД-300 с топливной композицией на основе мононитрида урана UN и СЛУП-топлива UN-13%PuN.

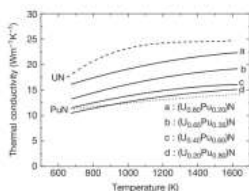


Рисунок 2 – Зависимость коэффициента теплопроводности нитридов от температуры [6]

Из рисунка 1 следует, что температура в центре таблетки из СЛУП-топлива составляет 1037°C , что на 52°C больше, чем у мононитрида при прочих равных условиях. Полученное значение температуры СЛУП-топлива согласуется с расчетами исследователей [5].

Согласно данным рисунка 2, теплопроводность мононитрида урана больше, чем у мононитрида плутония. Теплопроводность СЛУП-топлива занимает промежуточное положение и зависит от содержания плутония в нем. Известно, что чем меньше теплопроводность материала, тем выше градиент температур в нем, что и подтвердили результаты расчета распределения температуры в твэлах с UN и со СЛУП.

Выводы. Несмотря на то, что добавление в СЛУП-топливо нитрида плутония приводит к снижению теплопроводности, возможность дожига наработанного плутония, высокотоксичных и радиоактивных минорных

актиноидов, замыкания ЯТЦ в целом и аварийная устойчивость (СНУП-топливо также относится к аварийно-устойчивому, т.н. «толерантному» - Accident Tolerant Fuel) делает СНУП более перспективным видом ядерного горючего, чем монокристалл урана.

ЛИТЕРАТУРА

1. International Atomic Energy Agency Thermophysical Properties of Materials For Nuclear Engineering: A Tutorial and Collection of Data // Vienna 2008
2. Е.А. Орлова, А.Б. Круглов, Д.В. Чуваев, П.Г. Стручалин, С.А. Загребав, В.Г. Жмурин Тепловые характеристики твэла со свинцово-магниевого подслоем // Серия: Ядерно-реакторные константы, выпуск 4, 2016.
3. С.В. Алексеев, В.А. Зайцев «Нитридное топливо для ядерной энергетики» // Москва: Техносфера, 2013. – 240 с.
4. А.В. Безносков, Ю.Г. Драгунов, В.И. Рачков «Тяжелые жидкометаллические теплоносители в атомной энергетике» // - М.:ИздАТ, 2007 г. – стр. 343.
5. А.А. Белов, В.Н. Васекин, Д.П. Вепрев и др. Расчет стационарных и переходных режимов работы ядерного реактора со свинцовым теплоносителем интегральным кодом ЕВКЛИД/VI // Серия: Ядерно-реакторные константы, выпуск 3, 2015.
6. Rudy J.M. Konings Comprehensive Nuclear Materials Volume 2: Material Properties/Oxide Fuels for Light Water Reactors and Fast Neutron Reactors // Elsevier Ltd, 2012.

УДК 621.039.542.342:621.039.524.441

А.М. Ваганов, И.Л. Парамонова
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА МОДЕЛИ ТЕПЛОПРОВОДНОСТИ ДЛЯ РЕМИКС-ТОПЛИВА

Введение. В России активно разрабатывается и изучается уникальное уран-плутониевое РЕМИКС-топливо (от англ. Regenerated Mixture) для реакторов ВВЭР, в котором содержится 1 массовый процент оксида плутония с добавлением 4-5% оксида урана-235 [1]. Эта технология дает возможность многократно перерабатывать ядерное топливо, что позволяет экономить запасы урана и уменьшить количество радиоактивных отходов. И в перспективе можно перейти на РЕМИКС-топливо без дополнительных изменений в конструкции реакторов [1]. Для этого необходимо обоснование теплотехнической надежности активной зоны реактора с новым топливом. А именно расчеты температурных полей в топливе и твэле.

Актуальность. В данный момент на Балаковской АЭС продолжается опытно-промышленная эксплуатация 3 экспериментальных кассет с твэлами с РЕМИКС-топливом. В открытом доступе мало удобной для использования в расчетах информации по теплофизическим свойствам нового топлива. Поэтому необходимы модели для оценки теплопроводности.

Цель исследования. Подбор наиболее подходящей и удобной модели теплопроводности уран-плутониевого топлива для использования в расчетах с РЕМИКС-топливом. А также моделирование поля температур в твэле. Задачами исследования являются:

1. Анализ находящихся в открытом доступе моделей теплопроводности уран-плутониевого топлива и выбор подходящих по критериям использования в ядерном реакторе. Анализ результатов дореакторных исследований таблеток РЕМИКС-топлива.

2. Моделирование температурных полей в твэлах реактора ВВЭР-1000 с помощью ПО «ANSYS Mechanical APDL».

3. Сравнение полученных результатов с данными экспериментов [2]. Обоснование теплотехнической надежности нового топлива.

Поскольку разработки в области уран-плутониевого топлива проводятся со второй половины XX века, существует множество научных работ на тему теплопроводности данного топлива. Поэтому модели теплопроводности МОКС-топлива (от англ. Mixed Oxide), основанные на различных экспериментальных данных, можно найти в открытом доступе [3].

The COMETHE model (Belgonucléaire). Данная модель позволяет вычислять теплопроводность МОКС-топлива в температурном интервале от 20°C до 2000°C [3]. Изменяемыми параметрами являются массовое содержание плутония и значение отклонения от стехиометрии, что важно для частично выгоревшего топлива.

Baron-Hervé – 1994 model (EDF). Модель применима в диапазоне температур от 0 до 2000 К [3]. Позволяет изменять такие параметры как содержание плутония и гадолиния, а также отклонение от стехиометрии.

Baron-Hervé – 1995 model (EDF). Данная модель является развитием предыдущей. Учитывает увеличение теплопроводности при высоких температурах. Диапазон температур – от 0 до 2600 К [3].

The MATPRO law. Модель основана на информации из больших баз данных в открытых источниках, доступных в 1970-х годах и впоследствии дополнявшихся. Диапазон температур – от комнатной до 2840°C [3].

Исследования АО «ВНИИИМ». В ходе дореакторных исследований на установке «Квант-Б» были получены данные по теплопроводности образцов топлива [2], приведенные на Рисунке 1.

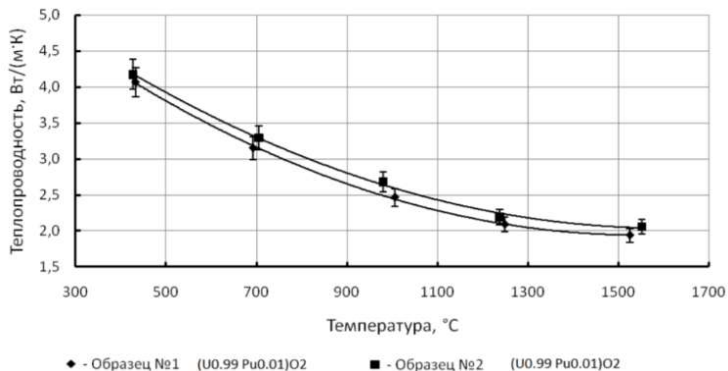


Рисунок 1 – Характеристики теплопроводности образцов РЕМИКС-топлива [2]

На основе всех вышеперечисленных данных были построены графики зависимости теплопроводности МОКС-топлива от температуры, приведенные на рисунке 2. Во все модели были подставлены значения массового содержания плутония – 1%.

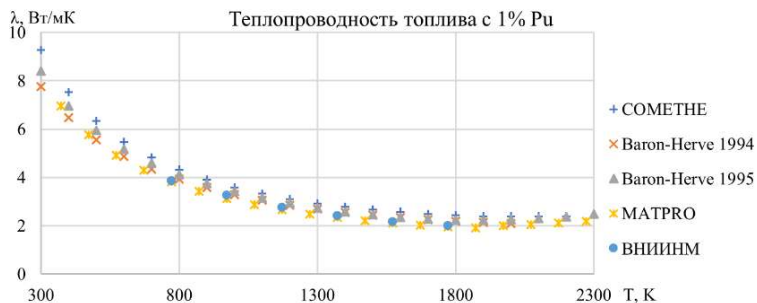


Рисунок 2 – Сопоставление различных моделей теплопроводности ядерного топлива с добавлением 1% плутония с экспериментальными данными.

Для каждой теплофизической модели было построено температурное поле с помощью ПО «ANSYS Mechanical APDL», пример на рисунке 3. На основе проведенных расчетов и сравнения их с результатами дореакторных испытаний можно сделать вывод о применимости моделей теплопроводности [3] для обоснования теплотехнической надежности твэлов с РЕМИКС-топливом.

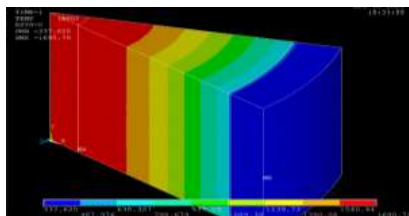


Рисунок 3 – Температурное поле в твэле с РЕМИКС-топливом

ЛИТЕРАТУРА

1. Частичная переработка облученного топлива [Электронный ресурс] // Ядерная физика в интернете: сайт. – URL: <https://clck.ru/UHdkQ> (дата посещения: 13.04.21)
2. Сергиенко И.Р., Ядерное топливо для АЭС (Разработка ТВЭЛов с РЕМИКС-топливом для опытно промышленной эксплуатации на Балаковской АЭС) // 21-я ежегодная конференция молодежного отделения ЯОР «Будущее атомной энергетики»: тезисы докл. конф. (Курчатов, 13-14 декабря 2016 г.).
3. Daniel Baron, Fuel thermal conductivity: a review of the modelling available for UO₂, (U-Gd)O₂ and MOX fuel // Thermal Performance of High Burn-up LWR Fuel: докл. Междунар. семинара (Кадараш, 3-6 марта 1998 г.). – С. 99-118.

ВЫБОР ТИПА ТРУБОПРОВОДОВ ДЛЯ ПРОКЛАДКИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

Введение. В 2001 году появились полимерные многослойные трубопроводы Изопрофлекс отечественного производства. Заявленный срок службы этих труб существенно больше, чем у стальных, поэтому их использование может снизить затраты на транспорт тепловой энергии.

Актуальность. Доля тепловых сетей Санкт-Петербурга, нуждающихся в замене, составляет 29,2% по данным 2020 года [1]. При перекладке ветхих тепловых сетей в ряде случаев возможно применение полимерных трубопроводов, однако их стоимость значительно выше, чем у традиционных стальных. Для оценки целесообразности применения полимерных трубопроводов требуется проведение технико-экономической оценки.

Методы исследования. Метод анализа, метод сравнения, метод индукции.

Цель исследования. Обоснование выбора типа трубопроводов для прокладки тепловых сетей на предпроектной стадии.

Объектами исследования являются трубопроводы типа ИЗОПРОФЛЕКС-А и стальная труба в ППУ изоляции по ГОСТ 30732-2020; предметом исследования являются технико-экономические показатели транспорта тепловой энергии.

Для достижения поставленной цели были решены следующие задачи:

1. Оценка основных параметров системы теплоснабжения на предпроектной стадии, исходя из нагрузки.
2. Оценочный расчет затрат на транспорт тепловой энергии по трубопроводам двух типов.

Сравнение стоимости транспорта тепловой энергии при использовании труб из сшитого полиэтилена ИЗОПРОФЛЕКС-А и традиционных стальных труб в ППУ изоляции было произведено для условий города Санкт-Петербурга.

Поскольку трубопроводы ИЗОПРОФЛЕКС-А имеют ограничения по температуре и по диаметру, для корректного сравнения были рассмотрены две гипотетические вновь сооружаемые системы теплоснабжения со следующими характеристиками: тепловая нагрузка 3 Гкал/час. Для стальных трубопроводов температурный график 95/70, для трубопроводов «ИЗОПРОФЛЕКС-А» 70/50. Способ регулирования для обоих вариантов количественный, теплоноситель – вода.

Поскольку в качестве исходных данных была принята только суммарная тепловая нагрузка, остальные параметры рассматриваемых систем теплоснабжения неизвестны и были оценены по [2].

Результаты расчета представлены в таблице 1.

Таблица 1. Результаты расчета основных параметров системы теплоснабжения

Показатель	Сталь ППУ	Изопрофлекс-А
Расчетный максимальный расход в магистрали, т/ч	120	150
Расчетный внутренний диаметр главной магистрали, мм	207 [3]	181,8 [4]

Удельное линейное падение давления в главной магистрали, Па/м	60,55	82,77
Удельная протяжённость системы, м/(кг/с)	18,50	14,77
Суммарная протяженность системы, м	616,8	615,4
Удельная материальная характеристика системы, м ² /(кг/с)	1,781	1,452
Материальная характеристика системы, м ²	59,36	60,48
Средний внутренний диаметр тепловой сети, мм	96,53	98,35

Согласно приведенным результатам, для дальнейших расчетов принимается система теплоснабжения суммарной тепловой мощностью 3 Гкал/час, имеющая 6 абонентов, расположенных на территории площадью 2,5 га, протяженность тепловой сети – 615 м.

Результаты расчета затрат на транспорт тепловой энергии приведены в таблице 2.

Таблица 2. Результаты расчета затрат на транспорт тепловой энергии

Показатель	Сталь ППУ	Изопрофлекс-А
Максимальные потери напора в тепловых сетях, м. вод. ст.	10,034	10,034
Максимальная мощность электропривода сетевого насоса, кВт	4,18	5,23
Годовой расход электроэнергии на привод сетевых насосов, кВт·ч*	3074,33	3806,37
Тариф на электрическую энергию, руб./(кВт·ч)	5,70961 [5]	5,70961 [5]
Денежные затраты на привод сетевых насосов, руб./год*	17553,22	21732,91
Нормативный срок службы трубопровода, лет	30 [3]	49 [4]
Ежегодные амортизационные отчисления для среднего диаметра, руб./год	187 866,86	354 367,24
Плотность теплового потока, ккал/(ч·м)	133	107,25
Годовые тепловые потери, Гкал/год	860,42	693,83
Тариф на тепловую энергию, руб./Гкал	1 524,1 [6]	1 524,1 [6]
Ежегодные затраты на покрытие тепловых потерь, руб./год	1 311 363,02	1 057 471,31
Годовые затраты на транспорт тепловой энергии, руб./год	1 516 783,10	1 433 571,46

*Оценивались только затраты, связанные с потерями давления в тепловых сетях

Результаты расчета показывают, что для условий города Санкт-Петербурга при количественном регулировании в сравнении со стальной трубой в ППУ изоляции ГОСТ 30732-2020, использование трубы ИЗОПРОФЛЕКС-А влечёт увеличение денежных затрат на привод сетевых насосов на 23,8%, увеличение ежегодных амортизационных отчислений на 88,6% и снижение ежегодных затрат на покрытие тепловых потерь на 19,4%. При сравнении затрат видно, что наибольшее влияние оказывает покрытие тепловых потерь. Суммарные годовые затраты при использовании труб ИЗОПРОФЛЕКС-А меньше, чем при использовании труб Сталь ППУ на 4,5%.

Выводы. Использование современных труб ИЗОПРОФЛЕКС-А вместо традиционных труб в ППУ изоляции по ГОСТ 30732-2020 способствует уменьшению затрат на транспорт тепловой энергии.

ЛИТЕРАТУРА

1. Постановление Правительства Санкт-Петербурга от 17.03.2021 №124

2. Соколов Е.Я. Теплофикация и тепловые сети: 7-е изд., стереот. М.: Издательство МЭИ, 2001. - 472 с.
3. ГОСТ 30732-2020 Трубы и фасонные изделия стальные с тепловой изоляцией из пенополиуретана с защитной оболочкой.
4. Трубы семейства ИЗОПРОФЛЕКС и КАСАФЛЕКС. Альбом технических решений для применения в тепловых сетях и сетях горячего водоснабжения. URL: http://www.polymerteplo.ru/userfiles/files/downloads/technical_solutions.pdf
5. Предельные уровни нерегулируемых цен на электрическую энергию (мощность), поставляемую покупателям (потребителям) АО "ЭСК" ЯНВАРЬ 2020г. URL: <http://ao-esk.ru/potreb/tarify-dlya-yuridicheskikh-lits>
6. Распоряжение Комитета по тарифам Санкт-Петербурга от 18.12.2020 №257-р URL: <http://tarifspb.ru/tariffs/document/1680/>

УДК 621.039:519.85

М.В. Конюшин

Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

ОПТИМИЗАЦИЯ ПАРАМЕТРОВ ТЕПЛОВЫХ СХЕМ АЭС ГЕНЕТИЧЕСКИМ АЛГОРИТМОМ: АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ДАВЛЕНИЯ В ОТБОРАХ ТУРБИНЫ

Актуальность. Несмотря на достигнутый уровень совершенства разработки тепловых схем для атомных электрических станций (АЭС), до сих пор возникают вопросы в определении оптимальных параметров тепловых схем. В настоящий момент всю большую популярность среди зарубежных исследователей приобретает использование метаэвристических алгоритмов, например генетических алгоритмов, для решения задач оптимизации параметров тепловых схем АЭС [1-4]. Однако при рассмотрении результатов ряда публикаций, например [1,2], в которых рассматривается оптимизация параметров тепловых схем АЭС мощностью 1000 МВт(эл.), авторы использовали различные наборы переменных решения, т.е. параметры тепловых схем, и найденные авторами результаты отличаются между собой. Отсюда возникает вопрос, какие переменные решения алгоритма следует использовать при решении рассматриваемых задач.

Методы исследования. В качестве метода исследования был выбран сопоставительный анализ результатов оптимизации параметров тепловых схем, опубликованных в работах [1,2]. Был выполнен расчет процентных отклонений значений найденных оптимальных параметров тепловых схем, которые были выбраны исследователями в качестве переменных решения алгоритмов (decision variables), от значений для исходного варианта тепловой схемы.

Цель исследования. Целью работы является определение влияния переменных решений на результаты применения метаэвристических алгоритмов оптимизации для решения задачи определения оптимальных параметров тепловых схем АЭС.

Результаты. В рассмотренных работах приведены результаты оптимизации параметров тепловых схем с использованием различных метаэвристических алгоритмов оптимизации. Например, в работе [1] приведены результаты применения генетического алгоритма (genetic algorithm, GA) и

алгоритма гравитационного поиска (gravitational search algorithm, GSA). С другой стороны в работе [2] приведены результаты в случае использования алгоритма охоты китов (whale optimization algorithm, WOA), алгоритма роя частиц (particle swarm algorithm, PSO) и гравитационного алгоритма. В обеих работах в качестве критерия оптимизации рассматривалась минимизация значения потерянной эксергии в тепловой схеме.

Однако в рассматриваемых работах было использовано различное количество переменных решений, т.е. параметров тепловых схем, более того эти переменные имели различную физическую природу. Так в работе [1] были рассмотрены значения давлений перед турбиной и в отборах турбины, температуры основного конденсата или питательной воды на выходе из подогревателей системы регенерации питательной воды, общее количество параметров – 10, а в работе [2] рассматриваются давление перед турбиной, расходы в отборах турбины и температуры основного конденсата или питательной воды на выходе из подогревателей системы регенерации питательной воды, общее количество параметров – 13.

Для нивелирования влияния внутренних параметров алгоритмов, были рассмотрены найденные результаты только при использовании генетического алгоритма. На рисунке 1 приведены процентные отклонения оптимальных значений давлений в отборах турбины от значений для исходного варианта тепловой схемы.

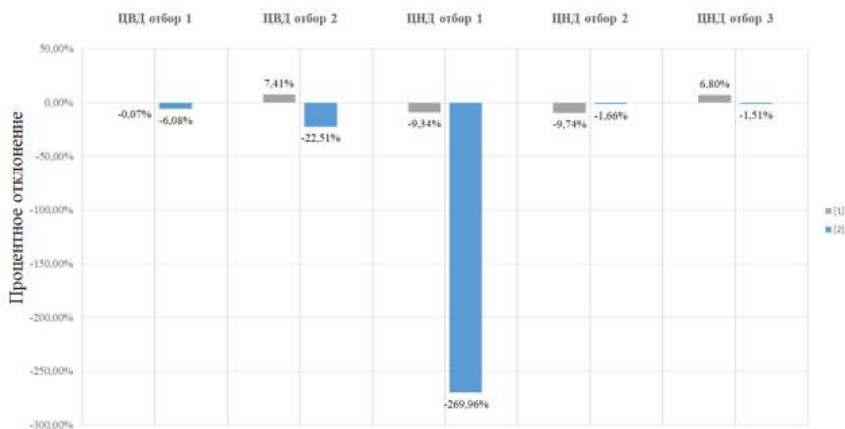


Рисунок 1 – Процентные отклонения оптимальных значений давлений в отборах турбины от значений для исходного варианта тепловой схемы.

Выводы. Как видно из представленных данных на рисунке 1, в некоторых случаях процентное отклонение оптимальных значений давлений в отборах турбины составило не более 10% (ЦВД отбор 1, ЦНД отбор 2 и ЦНД отбор 3). Однако процентное отклонение данных из работы [2] для ЦВД отбор 2 и ЦНД отбор 1 составило 22,51% и 269,96% в абсолютных значениях, соответственно,

что является существенным с точки зрения проектирования проточной части турбины. На основе этих данных можно сделать вывод, что при условии использования различных переменных решения, параметров тепловых схем, один и тот же алгоритм для одной конкретной тепловой схемы АЭС может дать совершенно различные данные для проектировщика оборудования тепловой схемы.

ЛИТЕРАТУРА

1. Naserbegi A. и др. A novel exergy optimization of Bushehr nuclear power plant by gravitational search algorithm (GSA) // Energy. 2018. Т. 148. С. 373-385.
2. Ebrahimgol H. и др. A novel approach in exergy optimization of a WWER1000 nuclear power plant using whale optimization algorithm // Ann. Nucl. Energy. 2020. Т. 145. С. 1-18.
3. Talebi S., Norouzi N. Entropy and exergy analysis and optimization of the VVER nuclear power plant with a capacity of 1000 MW using the firefly optimization algorithm // Nucl. Eng. Technol. 2020. Т. 52. № 12. С. 2928-2938.
4. Wang C. и др. Parametric optimization of steam cycle in PWR nuclear power plant using improved genetic-simplex algorithm // Appl. Therm. Eng. 2017. Т. 125. С. 830-845.

УДК 621.039:519.85

С.О. Пономарева, М.В. Конюшин

Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ МЕТАЭВРИСТИЧЕСКИХ АЛГОРИТМОВ ОПТИМИЗАЦИИ ДЛЯ ЗАДАЧ АТОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

Актуальность. При разработке проектов атомных электрических станций (АЭС) перед проектировщиками и конструкторами встает важная задача: разработка наиболее эффективных конструкций оборудования, обеспечение эффективной эксплуатации систем АЭС, в т.ч. и систем, влияющих на безопасность станций, а также многих других систем. К сожалению, с учетом расширения использования АЭС во многих странах мира, сроки разработки проектов и оборудования АЭС сокращаются. В связи с необходимостью разработки наиболее эффективных проектных и конструкторских решений, в данной ситуации у разработчиков возникают трудности из-за наличия сжатых сроков разработки. Решением данной проблемы является использование метаэвристических алгоритмов оптимизации, которые позволяют получить искомое оптимальное решение за приемлемое для разработчика время [1]. Однако из-за существования огромного количества вариантов метаэвристических алгоритмов оптимизации, у разработчиков возникает неопределенность в выборе конкретного алгоритма оптимизации.

Методы исследования. Методом исследования выбран сравнительный анализ метаэвристических алгоритмов оптимизации по следующим критериям: особенности и специфика алгоритма, возможность поиска глобального минимума.

Цель исследования. Целью работы является понимание того, какие задачи в области атомной энергетики могут быть решены с использованием рассмотренных метаэвристических алгоритмов. В связи с тем, что

метаэвристические алгоритмы оптимизации в основном вдохновлены законами, возникающими в природе, было рассмотрено только три алгоритма оптимизации, представляющие собой различные законы природы.

Результаты. **Метод СМА** – метод эволюционной стратегии преобразования ковариационной матрицы – эволюционный алгоритм, в котором новая популяция является лучшими решения предыдущего поколения. Далее проводится сравнение и анализ полученной популяции, после чего происходит корректировка шага распределения и ковариационной решетки. [2]

Особенности и специфика. Генерация новых особей происходит по нормальному распределению, что повышает эффективность алгоритма.

Изменение параметров распределения – шага распределения и самой ковариационной решетки – проводится на каждой итерации в соответствии с успешностью поиска, что повышает вероятность нахождения оптимального решения за меньшее число итераций.

Метод применим для оптимизации нелинейных непрерывных выпуклых задач типа «черный ящик». [3]

Применим к поиску глобального экстремума мультимодальных функций.

Метод гравитационной кинематики (Central force optimization – CFO). Основная идея метода – закон всемирного тяготения – частица, имеющая массу в виде значения целевой функции, движется в множестве потенциальных решений, в то время как на нее действуют гравитационные силы.

Особенности и специфика. Метод гравитационной кинематики отличается простотой реализации, но имеет низкую скорость за счет необходимости пересчета многих параметров.

В алгоритме метода не предусмотрены функции, подобные методу рассеивания, для поиска глобального экстремума. Поэтому метод крайне быстро сходится к локальному оптимуму, следовательно, не показывает хороших результатов в работе с мультимодальными функциями. С другой стороны, по этой же причине является хорошим средством для поиска локального минимума. [1]

Метод частиц в стае относится к методам «роевого» интеллекта, которые основаны на моделировании поведения животных, идея которого описывает разумную самоорганизующуюся систему. В данном методе частицы (потенциальные решения) хранят информацию о предыдущем опыте, запоминая наилучшее значение целевой функции, считывают информацию других частиц, что в совокупности корректирует движение частиц в пространстве.

Особенности и специфика. Децентрализация метода заключается в отсутствии частиц, управляющих всей популяцией.

Частицы и их движение являются частично независимыми. Положение в следующей итерации рассчитывается с учетом информации соседей и прошлого опыта, траектория движения остается индивидуальной.

Уникальность концепции метода заключается в прохождении потенциальных решения через стохастические факторы (распределение частиц, число соседей, случайные параметры для расчета положения и скорости частицы в следующей итерации), которые дают возможность провести тщательный поиск

пространства между проверенными областями, что в свою очередь повышает вероятность нахождения оптимального решения за несколько итераций, избегая локальные оптимумы. [4]

Метод частиц в стае применяется для оптимизации сложных многомерных непрерывных нелинейных функций.

Выводы. В результате выполнения сравнительного анализа можно прийти к следующим выводам. Метод СМА позволяет находить глобальный оптимум для задач типа «черный ящик», метод может быть рекомендован для решения нейтронно-физических задач из-за вероятностного протекания процессов в ядерных реакторах. Метод гравитационной кинематики можно применять для задач с небольшим количеством искомым параметров для поиска локального минимума, метод может быть рекомендован для определения конструкции и параметров оборудования АЭС. Метод частиц в стае позволяет находить глобальный оптимум сложных многомерных систем, метод может быть рекомендован в задачах многокритериальной оптимизации тепловых схем АЭС.

ЛИТЕРАТУРА

1. Пантелеев А. В., Скавинская Д. В. Метаэвристические алгоритмы глобальной оптимизации / А. В. Пантелеев, Д. В. Скавинская. — М.: Вузовская книга, 2019. - 332 с.
2. Пантелеев А. В. Метаэвристические алгоритмы поиска оптимального программного управления: Монография / Пантелеев А.В., Скавинская Д.В., Алёшина Е.А. - Москва :НИЦ ИНФРА-М, 2016. - 396 с
3. Вахнин А.В. Анализ эффективности эволюционной стратегии с адаптацией матрицы ковариации в задачах большой размерности // Актуальные проблемы авиации и космонавтики. 2017. Том 2. С. 7-9.
4. Kennedy J., Eberhart R. C. Particle swarm optimization // In Proceedings of IEEE International Conference on Neural Networks. 1995. С. 1942–1948.

УДК 621.039:519.8

А.А. Нагибин^{1,2}, Ю.И. Козлов^{1,2}, М.В. Конюшин¹

¹Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

²АО «АТОМПРОЕКТ»

РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА ВНЕСЕНИЯ РАБОТ В ПЛАН-ГРАФИК ОСТАНОВОВ АЭС С УЧЕТОМ ИХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТИ

Актуальность. При проектировании атомных электрических станций (АЭС) необходимо проводить оценку их эксплуатационной готовности. [1,2] Такого рода оценка позволят судить о качестве разрабатываемого проекта станции. При оценке эксплуатационной готовности существенное влияние оказывает длительность плановых остановов. Используемая на эксплуатируемых АЭС статическая оценка длительности плановых остановов не может быть применена для проектируемых АЭС. В этом случае наиболее перспективным является применение другого метода оценки – векторно-координатного метода синтеза расписаний. [3] Данный метод позволяет выполнить автоматизированное построение плана-графика остановов АЭС с

учетом различных факторов, например, с учетом выполняемых работ во время останова. Одним из факторов при разработке автоматизированного построения плана-графика работ является соблюдение технологической последовательности выполняемых операций. В результате этого для выполнения такого рода построения необходимо разработать алгоритм внесения работ с учетом технологической последовательности операций.

Методы исследования. Методом исследования является разработка алгоритма для автоматизированного построения плана-графика работ, учитывающего их технологические последовательности.

Цель исследования. Целью работы является определение того, как необходимо учесть технологическую последовательность работ при разработке расписания, отражающего план-график работ на АЭС.

Результаты. В результате работы был разработан алгоритм внесения работ в план-график с учетом их технологической последовательности. Разработанный алгоритм представлен на рисунке 1.

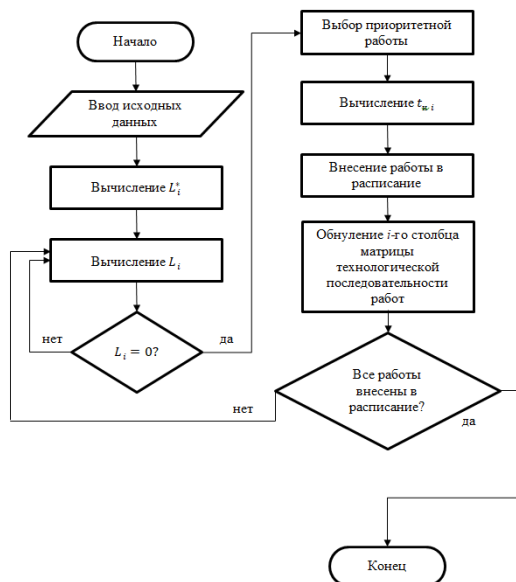


Рисунок 1 – Алгоритм внесения работ в план-график с учетом их технологической последовательности.

Обозначения величин в алгоритме:

L_i – логический ранг i -ой работы;

L_i^* – логический ранг i -ой работы, вычисленный по матрице технологической последовательности работ;

$t_{н i}$ – время начала i -ой работы.

Выводы. Разработанный алгоритм внесения работ в расписание позволяет получить упорядоченный, в соответствии с технологической

последовательностью работ, план-график работ. Однако для дальнейшего использования для автоматизированного построения плана-графика остановов АЭС данный алгоритм необходимо модернизировать с учетом других факторов, влияющих на получение окончательного плана-графика работ, таких как: ресурсные ограничения; случайные события, связанные с назначением исполнителей работ, ошибками исполнителей во время проведения работ, с процессом организации выполняемых работ.

ЛИТЕРАТУРА

1. РБ-100-15 Руководство по безопасности при использовании атомной энергии «Рекомендации по порядку выполнения анализа надежности систем и элементов атомных станций, важных для безопасности, и их функций». М.: Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору, 2015. – 115 с.
2. European utility requirements for LWR nuclear power plants. Volume 2. Generic and nuclear island requirements. Chapter 18 Performance assessment methodology. Revision E. December 2016., P. A1-A5.
3. Козлов, Ю.И. Автоматизация технологических процессов технического обслуживания и ремонта корабельных ЯЭУ: автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук / Ю.И. Козлов. – Санкт-Петербург, 1994 –, 143 с.

УДК 504.064.47

М.И. Антонов¹, А.В. Емельянов¹, Н.М. Емельянова¹, А.А. Калютик¹,
Ю.Е. Карякин¹, А.А. Аржаев², А.И. Аржаев², В.О. Маханев², И.Н. Денисов³
¹Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого
²ООО «НПО «ДИАПРОК»
³АНО МЦЯБ

К ВОПРОСУ ОБ АТТЕСТАЦИИ СИСТЕМ НЕРАЗРУШАЮЩЕГО КОНТРОЛЯ ДЛЯ АТОМНЫХ СТАНЦИЙ

Требования к оценке соответствия (ОС) продукции для атомных станций (АС) были введены документом [1].

Система неразрушающего контроля (СНК) в составе средств и методик НК, а также персонала, выполняющего контроль – это инструмент ОС продукции для АС.

СНК, в свою очередь, также подлежит оценке соответствия в форме аттестационных испытаний согласно НП-084-15 [2] и НП-071-18 [3].

Технические требования (ТТ) к СНК устанавливают согласно п.58 НП-084-15 [2].

В отчете [4] и докладе [5] были выделены следующие СНК, имеющие характерные особенности в части объема аттестационных испытаний:

- (1) ручной НК по унифицированной методике, который проводит оператор НК;
- (2) ручной НК по специализированной методике, который проводит оператор НК;
- (3) автоматизированный НК по специализированной методике, который проводит персонал, выполняющий НК.

Согласно п.28 НП-105-18 [6] унифицированные методики НК не требуют проведения ОС, для СНК (2) и (3) необходима аттестация методик НК, которая, как правило, выполняется в рамках открытых аттестационных испытаний, когда персоналу известна информация о дефектах в испытательных образцах [7].

Аттестационные испытания СНК как инструмента ОС продукции (средство, методика, персонал) рекомендуется проводить в рамках слепых аттестационных испытаний, когда персонал не имеет информации о параметрах дефектов в испытательных образцах [7].

Показатели достоверности СНК могут быть подтверждены только по результатам слепых испытаний с учетом рекомендаций ГОСТ Р 50.04.07 [8].

Нормативно-правовой акт (НПА) НП-084-15 [2] не содержит исключений, до его принятия не проводились испытания систем НК с учетом всех трех составляющих (таблица 1).

Таблица 1 – Оценка соответствия нормативно-правовых актов

До 2015 г.	После 2015-2016 гг.
оценка соответствия в виде испытаний средств и методик НК для АЭС, то есть ПРОДУКЦИЯ согласно ПП РФ от 15.06.2016 г. [1] и п.3 НП-071-18 [3], а также согласно:	оценка соответствия в виде испытаний системы НК (средства контроля, методики контроля, персонал, выполняющий контроль), которые не относятся к категории ПРОДУКЦИЯ согласно ПП РФ от 15.06.2016 г. [1] и п.2 НП-071-18 [3]. См. Примечание
- ПНАЭ Г-7-010-89 [9] (пп. 1.4, 1.10); - РД ЭО 0487-2005 [10] (до 2015 г.); - РД ЭО 1.1.2.25.0487-2015 [11].	НП-084-15 [2]: - пункты 61-64: подтверждение показателей достоверности НК состояния металла ТМО, вероятности выявления дефектов или отклонений от геометрических размеров НП-105-18 [6]: - пункт 28: Необходима оценка соответствия специализированных методик НК.

Примечание: средства НК и методики НК, прошедшие ОС до введения в ПП РФ №544 [1], могут применяться до конца срока действия документов по ОС; однако, необходима ОС системы НК в целом, для подтверждения показателей достоверности контроля

При разработке и введении в действие ГОСТ Р 50.04.07 [8] не были устранены следующие отклонения от требований НПА [2]:

- ГОСТ Р 50.04.07 [8] содержит некорректный термин «применяемые системы НК» с ограничениями случаев, при которых необходима ОС указанных СНК, что в явном виде не разрешено в НП-084-15 [2];

- положение о том, что аттестационные испытания СНК должны выполняться головными материаловедческими организациями (ГМО), не соответствует НП-089-15 [9], в котором термин ГМО введен, а также опыту ОС СНК за рубежом [7, 12], где эти испытания выполняет для АС специализированный национальный орган.

ГОСТ Р 50.04.07 [8] применяется для организации аттестационных испытаний СНК, средства и методики в составе которых разработаны согласно закупке [13], с середины 2018 года, хотя стандарт по метрологическим

требованиям при НК, на который дана ссылка в ГОСТ Р 50.04.07 [8], был введен в действие только с 01.03.2019.

Таким образом, следует отметить наличие несоответствий аттестационного процесса СНК требованиям НПА, что может негативно сказаться на оценке достоверности СНК и снизить эффективность последующего их применения на АС.

ЛИТЕРАТУРА

1. Постановление Правительства РФ от 15.06.2016 №544 <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001201606170022>.
2. НП-084-15 https://docs.secnrs.ru/catalog/FNP/NP_084_15/
3. НП-071-18 https://docs.secnrs.ru/catalog/FNP/NP_071_18/
4. ФГАОУ ВО «Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого», ООО «НПО «ДИАПРОК». Предложения по созданию системы оценки соответствия систем неразрушающего контроля состояния металла оборудования и трубопроводов в обеспечение безопасной эксплуатации атомных станций. Научно-технический отчет, 2017.
5. Антонов М.И., Карякин Ю.Е., Аржаев А.А., Аржаев А.И., Маханев В.О. и др. Оценка соответствия систем эксплуатационного неразрушающего контроля как основа обеспечения целостности элементов АС // Труды 5-ой Международной научно-технической конференции «Ввод АЭС в эксплуатацию», г.Москва, 23-24 октября 2018.
6. НП-105-18 https://docs.secnrs.ru/catalog/FNP/NP_105_18/
7. Methodology for qualification of in-service inspection systems for WWER nuclear power plants, IAEA-EVP-WWER-11, Vienna (1998)
8. ГОСТ Р 50.04.07 <https://beta.docs.cntd.ru/document/1200158657>
9. ПНАЭ Г-7-010-89 <http://docs.cntd.ru/document/1200036948>
10. РД ЭО 0487-2005. Разработка технического задания, проведение испытаний и условия применения средств и методик неразрушающего контроля на атомных станциях. Требования, 2005.
11. РД ЭО 1.1.2.25.0487-2015 <https://clck.ru/TBMNf>
12. ENIQ Report nr.31. European methodology for qualification of non-destructive testing, Issue 3. Eur22906en, 2007.
13. Закупка 120525/1065/154 <http://zakupki.rosatom.ru/1205251065154>

УДК 504.064.47

М.И. Антонов¹, А.В. Емельянов¹, Н.М. Емельянова¹, А.А. Калютик¹,
Ю.Е. Карякин¹, А.А. Аржаев², А.И. Аржаев², В.О. Маханев², И.Н. Денисов³
¹Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого
²ООО «НПО «ДИАПРОК»
³АНО МЦАБ

О РОЛИ СИСТЕМ НЕРАЗРУШАЮЩЕГО КОНТРОЛЯ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПОКАЗАТЕЛЕЙ АТОМНЫХ СТАНЦИЙ

В докладе [1] были рассмотрены аспекты управления сроком службы атомных станций (АС) для безопасной и экономически эффективной эксплуатации АС в течение 60-80 лет. Было показано, что одной из центральных задач является обеспечение конструкционной целостности пассивных элементов АС – трубопроводов и тепломеханического оборудования (ТМО).

Требования по безопасности [2] требуют применения концепции «течь перед разрушением» (ТПР) к контуру теплоносителя реактора. Применение концепции ТПР регулируется ГОСТ Р 58328 [3].

В отчете [4] было показано, что отсутствие на АС РФ систем неразрушающего контроля (СНК), аттестованных согласно требованиям НП-084-15 [5] и НП-071-18 [6], является существенным дефицитом в применении концепции ТПР.

Поэтому отмеченные в первой части статьи (см. [7]) недостатки в аттестационном процессе СНК требуют оперативного устранения в целях обеспечения безопасной эксплуатации АС РФ.

Университетом были направлены предложения в адрес Госкорпорации «Росатом» о создании независимого аттестационного центра [8-9] в развитие предложений, изложенных в отчете [10].

Эти предложения остаются актуальными для оценки достоверности СНК для РУ ВВЭР-1200, средства и методики в составе которых разработаны согласно закупкам [11, 12].

Доступная информация по результатам аттестационных испытаний СНК со средствами и методиками, разработанными согласно закупке [13], содержится в сообщениях [14-17], в которых отсутствуют описания процедур оценки достоверности контроля с применением СНК.

В письме [9] было отмечено, что в информации, размещенной на сайте ГК «Росатом» по результатам испытаний СНК для НВАЭС-2 и ЛАЭС-2, отсутствуют сведения о показателях достоверности контроля, а также об аттестации персонала, участвовавшего в аттестационных испытаниях. Последнее не соответствует требованиям нормативно-правовых актов (НПА): НП-084-15 [5] и НП-071-18 [6].

Таким образом, аттестационные испытания СНК, начавшиеся с существенными недостатками, отмеченными в докладе [7], по-видимому, содержат и более значительные отклонения от требований указанных НПА, что усугубляет дефицит в применении концепции ТПР к контуру теплоносителя реактора блоков АЭС с РУ ВВЭР-1200.

Для обеспечения экономически эффективной эксплуатации АС целесообразно применение технологий RCM к ТМО [18]. В состав работ по применению технологии RCM входит управление старением ТМО, в частности, выявление деградации вследствие эффектов старения в рамках эксплуатационного неразрушающего контроля.

Для выявления повреждений ТМО, вызванных эффектами старения [19], СНК должны выявлять трещиноподобные дефекты, морфологические особенности которых имеют специфику [20-22]. Это должно быть учтено при разработке и изготовлении испытательных образцов (ИО) для аттестации СНК, предусмотренных согласно ГОСТ Р 50.04.07 [23].

ИО должны быть разработаны и заказаны непосредственно тем органом, который отвечает за проведение аттестационных испытаний СНК, чтобы обеспечить конфиденциальность информации в паспортах ИО. Допуск к проведению испытаний СНК нескольких ГМО [23] вместо создания единого

органа по аттестации приведет к излишним затратам на изготовление ИО для слепых испытаний.

ЛИТЕРАТУРА

1. М.И. Антонов, А.А. Калотик, Ю.Е. Карякин и др. О цифровом двойнике блока атомной станции в рамках управления жизненным циклом // МТЭЕ – 2020, г. Санкт-Петербург, 23 апреля 2020.
2. НП-001-15 https://docs.secnrs.ru/catalog/FNP/NP_001_15/
3. ГОСТ Р 58328 <https://docs.cntd.ru/document/1200161992>
4. ФГАОУ ВО «СПБПУ», ООО «НПО «ДИАПРОК». О дефицитах применения концепции «течь перед разрушением» к контуру теплоносителя реактора блоков атомных станций разных поколений. Научно-технический отчет, 2018
5. НП-084-15 https://docs.secnrs.ru/catalog/FNP/NP_084_15/
6. НП-071-18 https://docs.secnrs.ru/catalog/FNP/NP_071_18/
7. К вопросу об аттестации систем неразрушающего контроля для атомных станций // МТЭЕ – 2021, г. Санкт-Петербург, апрель 2021.
8. ФГАОУ ВО «СПБПУ». Письмо в ГК «Росатом» исх.№ОД-21-6-626 от 09.08.2018.
9. ФГАОУ ВО «СПБПУ». Письмо в ГК «Росатом» исх.№ОД-21-6-733 от 18.09.2019.
10. ФГАОУ ВО «СПБПУ», ООО «НПО «ДИАПРОК». Предложения по созданию системы оценки соответствия систем неразрушающего контроля состояния металла оборудования и трубопроводов в обеспечение безопасной эксплуатации атомных станций. Научно-технический отчет, 2017.
11. Закупка 160314/1065/056 <http://zakupki.rosatom.ru/1603141065056>
12. Закупка 150925/1065/277 <http://zakupki.rosatom.ru/1509251065277>
13. Закупка 120525/1065/154 <http://zakupki.rosatom.ru/1205251065154>
14. <http://www.gidropress.podolsk.ru/files/publication/publication2019/documents/020.pdf>
15. <http://www.gidropress.podolsk.ru/files/publication/publication2019/documents/009.pdf>
16. <http://www.gidropress.podolsk.ru/files/publication/publication2019/documents/010.pdf>
17. О.В. Кучеренко. Анализ применения проектных систем автоматизированного контроля металла РУ ВВЭР-1200 в период ППР на энергоблоке №6 НВОАЭС. 2019.
18. М.И. Антонов, А.А. Калотик, Ю.Е. Карякин и др. О важности применения технологии RCM к пассивным элементам атомных станций РФ // SUSE-2021. г. Казань, 18-20 февраля 2021
19. IAEA. NP-T-3.24 <https://www.iaea.org/publications/10956/handbook-on-ageing-management-for-nuclear-power-plants>
20. SKI Report 95:70. Crack Characterisation for In-service Inspection Planning. 1995.
21. SKI Report 2006:24 - Crack Characterisation for In-service Inspection Planning An Update.
22. SKI Report 00:42. Study of Defect Characteristics Essential for NDT Testing Methods ET, UT and RT. 2000.
23. ГОСТ Р 50.04.07 <https://beta.docs.cntd.ru/document/1200158657>

УДК 621.438

Г.А. Ромахова

Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

МЕТОД РАСЧЕТА ПОКАЗАТЕЛЕЙ ГАЗОТУРБИННОЙ УСТАНОВКИ С ОХЛАЖДАЕМОЙ ТУРБИНОЙ

Введение. В течение последних 15—20 лет в тепловой энергетике России появился новый высокотехнологичный сектор парогазовых и газотурбинных ТЭС, установленная мощность которого в конце 2016 г. составила 23,2% всех

ТЭС России [1]. Подавляющее количество ПГУ введено с использованием зарубежного газотурбинного оборудования.

Актуальность. Освоение производства отечественных высокотемпературных газотурбинных установок и создание на их базе парогазовых установок с высоким коэффициентом полезного действия является в настоящее время одной из приоритетных задач, стоящих перед отечественной энергетикой [1,2]

Высокая температура газа перед турбиной предполагает применение высокоэффективных систем охлаждения. Сложность расчета показателей и выбора параметров таких установок заключается в отсутствии уравнения процесса расширения газа в турбине с непрерывным подмешиванием охлаждающего воздуха. Такой процесс не является адиабатическим.

Цели и задачи работы заключаются в разработке достаточно простого, но строгого и достоверного метода расчета параметров процесса расширения в охлаждаемой турбине.

Метод исследования. Основная идея предлагаемого метода состоит в замене дискретного подвода охладителя, характерного для современных турбин, непрерывным подводом с переменной интенсивностью:

$$dg/dT = -C(T - T_{\text{охл.1}}), \quad (1)$$

где $g = G_{\text{охл}}/G_t$; $G_{\text{охл}}$ — расход охладителя, подведенный до сечения турбины с температурой T , G_t — расход газа, C — коэффициент.

Для элементарного участка процесса расширения закон сохранения энергии может быть записан следующим образом:

$$(h_{\text{охл.1}} - h_{\text{охл}}) dg = dh_t + g dh_{\text{охл}} + dl_t + g dl_{\text{охл}}, \quad (2)$$

где h_t и $h_{\text{охл}}$ — энтальпии продуктов сгорания (газа) и охладителя; l_t и $l_{\text{охл}}$ — удельная работа газа и охладителя соответственно; $h_{\text{охл.1}}$ — энтальпия охладителя при входе в систему охлаждения.

Основные результаты. Считая газ и охладитель идеальными газами система уравнений (1) и (2), дополненная уравнениями состояния газа и охладителя, может быть проинтегрирована. Решение системы представлено следующими уравнениями.

Температура газа при выходе из турбины определяется из уравнения процесса расширения газа:

$$\Delta s_q = \bar{c}_{p,r} \ln \frac{T_2}{T_1} - \eta_t R_t \ln \frac{p_2}{p_1},$$

где $\bar{c}_{p,r}$ — средняя теплоемкость газа; η_t — политропный КПД турбины; индексы 1 и 2 относятся к параметрам при входе в турбину и выходе из нее; Δs_q — приращение энтропии газа в результате отвода теплоты к охладителю:

$$\Delta s_q = -\frac{\bar{c}_{p, \text{охл}}}{\chi} \left[A \ln(1 + \chi g_0) + B \ln \frac{T_2}{T_1} + d \ln \left| \frac{b+1}{b+a} \right| \right],$$

где A, B, d, b, a, χ — коэффициенты, значения которых приведены в работе [3].

Мощность турбины определяется из закона сохранения энергии:

$$N_t = G_t (h_{t,1} - h_{\text{окл},1}) + G_{\text{окл}} (h_{\text{окл},1} - h_{\text{окл},2})$$

Для определения расхода охладителя можно принять, что доля полезной работы, приходящаяся на один венец одинакова для всех венцов. Расход охладителя для каждого венца определяется по методу, приведенному в работе [4], в зависимости от принятой технологии охлаждения.

При использовании современной технологии охлаждения и температуре газа перед турбиной 1400°C снижение КПД газотурбинной установки по сравнению с неохлаждаемым вариантом составит от $\sim 1\%$ до $\sim 2\%$ (рис.1). Увеличение эффективности внутреннего и пленочного охлаждения до перспективного уровня позволит увеличить КПД установки на $0,2 - 0,3\%$.

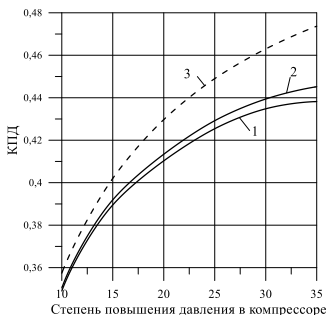


Рис.1. Влияние технологии охлаждения на коэффициент полезного действия ГТУ: температура газа перед турбиной 1400°C ; 1— современная технология охлаждения; 2— перспективная технология; 3— ГТУ с неохлаждаемой турбиной

Выводы. Предлагаемый метод позволяет уже на стадии расчета тепловой схемы с достаточной точностью определять показатели охлаждаемой турбины и газотурбинной установки, а также выявлять влияние основных параметров, таких как эффективность внутреннего и пленочного охлаждения, на показатели установки

ЛИТЕРАТУРА

1. Реутов Б. Ф., Нечаев В. В., Савинова С. Ю. Парогазовый сектор российской энергетики: эффекты, проблемы и государственная политика. Электрические станции. 2017. № 10. С. 2—10
2. Ольховский Г. Г. Парогазовые установки для отечественных ТЭС. Электрические станции 2020. № 1. С. 21—28
3. Ромахова Г. А. Термодинамический метод расчета процесса расширения в охлаждаемой газовой турбине. Теплоэнергетика. 2015. № 2. С. 26—32.
4. The Effect of Turbine Blade Cooling on the Cycle Efficiency of Gas Turbine Power Cycles/ R.C. Wilcock, J.V. Young, J.H. Horlock// Journal of Engineering for Gas Turbines and Power. 2005. Vol. 127, pp.109-120

АНАЛИЗ ВОЗМОЖНЫХ СЦЕНАРИЕВ РАЗБАВЛЕНИЯ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ I КОНТУРА В АВАРИЙНЫХ РЕЖИМАХ РАБОТЫ ЭНЕРГООБЛОКА АЭС

В реакторах под давлением типа ВВЭР борная кислота используется в качестве растворимого поглотителя нейтронов в теплоносителе I контура.

При оценке безопасности реакторов с водой под давлением обычно рассматриваются два случая борного разбавления [1]: равномерное (гомогенное) разбавление борной кислоты, а также неравномерное (гетерогенное) разбавление борной кислоты, когда в отдельных объемных участках I контура формируется пробка чистого конденсата.

Поступление чистого конденсата в активную зону реакторной установки может произойти как в аварийных режимах работы, так и в режимах нормальной эксплуатации и при нарушениях нормальной эксплуатации. При этом надо учитывать, что чистый конденсат может образовываться как непосредственно в I контуре при условии его герметичности (внутреннее борное разбавление), так и поступать извне через системы, связанные с первым контуром.

Первый контур связан с различными системами, которые можно разделить на следующие категории [2]:

1. Системы безопасности. Эти системы отвечают за выполнение двух основных функций безопасности: поддержание подкритичности реактора (аварийный ввод борной кислоты) и отвода остаточных тепловыделений (системы непосредственно отвода тепла, аварийных впрысков высокого и низкого давлений, аварийного газоудаления и пассивная часть САОЗ).

2. Системы нормальной эксплуатации. Эти системы, относящиеся как к общестанционным, так и к вспомогательным системам, выполняют функции подпитки I контура, продувки I контура, контроля дренажей и организованных протечек, сдувок, подачи азота, пробоотбора, а также контроля и управления.

Одним из возможных сценариев гетерогенного разбавления теплоносителя I контура является сценарий образования пробки чистого конденсата в напорной части трубопровода главного циркуляционного насоса в случае протекания аварийного процесса кипения-конденсации в I контуре.

Исходным событием возникновения данного аварийного процесса может быть разрыв одной из четырех циркуляционных петель главного циркуляционного трубопровода Ду 850 с двусторонним истечением теплоносителя [3,4].

Следствием большой течи Ду 850 одной из четырех циркуляционных петель ГЦК является быстрое падение давления в I контуре.

Прямым следствием падения давления будет вторичное вскипание теплоносителя как в активной зоне реакторной установки, так и во всем объеме первого контура. Параллельно с этим процессом произойдет рост давления и температуры в гермооболочке реакторной установки, а также её запаривание.

Наиболее консервативным вариантом при аварии данного типа является течь трубопровода холодной петли, так как в этом случае уровень, установившийся в реакторе, будет ниже и, следовательно, запас оставшегося теплоносителя в I контуре будет меньше, чем при течи любой из горячих петель.

По сигналу падения давления в I контуре происходит срабатывание аварийной защиты, а по сигналам «Запас до кипения теплоносителя в реакторе менее 8 °С» или «Избыточное давление в защитной оболочке более 0,029 МПа» автоматическая подача сигнала на включение насосов САОЗ НД и САОЗ ВД. Также по аварийным технологическим сигналам происходит отключение всех ГЦНА. Одновременно с этим продолжается двухстороннее истечение теплоносителя I контура из поврежденной петли. В итоге происходит установление уровня в холодной петле и соответственно в реакторе на уровне течи холодной петли.

Несмотря на истечение теплоносителя из поврежденной петли, происходит установление естественной циркуляции в I контуре за счет остаточного тепловыделения активной зоны, над ней возникает избыточное давление пара по отношению к давлению теплоносителя в холодных участках петель, причем как в аварийной, так и в неповрежденных петлях. Таким образом, пар, образующийся над активной зоной выше уровня, установившегося в реакторе, будет под давлением поступать в горячие части циркуляционных петель, по ним в парогенератор, где, охлаждаясь питательной водой, поступающей в него, конденсироваться и в виде чистого конденсата скапливаться в U-образных участках трубопроводов холодных ниток циркуляционных петель, постепенно поступая в реактор.

Падение давления в I контуре ниже 2,5 МПа вызовет срабатывание САОЗ НД и впрыск теплоносителя в напорный участок циркуляционного трубопровода после ГЦН. При возникновении естественной циркуляции в ГЦТ пробки чистого конденсата, скопившиеся в U-образных участках трубопроводов холодных ниток циркуляционных петель будут разбавляться теплоносителем, поступающий из системы САОЗ НД с концентрацией не менее 16 г/л, и чистый конденсат не поступит в активную зону реактора. Однако при непреднамеренном запуске ГЦН возможен локальный вброс скопившейся в U-образных участках трубопроводов пробки чистого конденсата в активную зону реактора.

Таким образом, для обеспечения безопасности реакторной установки в вышеприведенных аварийных режимах необходимо внедрение комплекса организационно-технических мероприятий, исключающих данный тип аварий.

ЛИТЕРАТУРА

1. Основные принципы безопасности атомных электростанций 75-INSAG-3 Rev.1 INSAG-12, 2015
2. Проект АЭС-2006 – СПб.: ОАО «СПб. АЭП», 2013. – 49 с.
3. Андрущечко С. А., Афров А. М., Васильев Б. Ю., Генералов В. Н., Косоуров К. Б., Семченков Ю. М., Украинцев В. Ф. АЭС с реактором типа ВВЭР-1000. От физических основ до эволюции проекта. – М.: Логос, 2010. – 604 с.
4. Иванов С.А., Кузнецов А.А., Кузнецова М.Н., Першиков Г.А., Селезнев Ю.Г. Построение адаптивной сети кластера 10 КВ РЭС. В сборнике: Современные технологии и

УДК: 621.039.74

А.В. Ившин, Н.М. Сидоров, И.А. Степанов
 Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

ВОЗМОЖНЫЕ СПОСОБЫ УТИЛИЗАЦИИ ОБЛУЧЁННОГО ГРАФИТА ПРИ ВЫВОДЕ ИЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ УРАН-ГРАФИТОВЫХ РЕАКТОРОВ

Введение. Графит используется в качестве замедлителя в атомных реакторах, например РБМК в нашей стране и газоохлаждаемых реакторах типа Магнокс и AGR за рубежом. В процессе эксплуатации он становится радиоактивным, причём не только за счёт нейтронного облучения, но и за счёт возможных утечек топлива и теплоносителя. Как следствие, на этапе вывода ядерной установки из эксплуатации появляется проблема – большой объём средне- и высоко-активного вещества (см. табл.1) для которых необходимо определить способ обращения с ним.

Таблица 1 – Удельная активность наиболее значимых нуклидов в составе облучённого графита отечественных уран-графитовых реакторов согласно исследованиями научно-технических организаций

Нуклиды	Удельная активность, Бк/г			
	НИИ «КИ», 2019, ЛАЭС** [1]	АО «НИКИЭТ», 2016, ЧАЭС (1999) [2,3]	АО «НИКИЭТ», 2016, ЭИ-2 АО «СХК» [2,4]	АО «ВНИПИЭТ», 1998, ПУГР ЭИ-2 [5]
³ H		3.3·10 ⁵	5.4·10 ³	4.6·10 ⁵
¹⁴ C	1.2·10 ⁶	1.1·10 ⁵	1.4·10 ⁶	1.5·10 ⁶
³⁶ Cl		1·10 ³	1.1·10 ²	1.4·10 ³
⁵⁵ Fe		5.3·10 ⁴		7.5·10 ⁴
⁶⁰ Co	1.4·10 ³	6.7·10 ⁴	3·10 ³	8.5·10 ³
			1.4·10 ⁴	
⁶⁵ Zn	1.3·10 ³	2.2·10 ⁴		3.03·10 ⁴
⁹⁰ Sr	3.2·10 ³	1.1·10 ³	5·10 ⁴	1.5·10 ³
			1.6·10 ⁶	
¹³⁴ Cs	1.31·10 ⁴	2.8·10 ³		3.9·10 ³
¹³⁷ Cs	3.33·10 ⁴	9.4·10 ²	2.6·10 ³	1.35·10 ³
			1.23·10 ⁵	
			3.23·10 ⁶	
Σ	~1.26·10⁶	~5.90·10⁵	~6.46·10⁶	~2.10·10⁶
Масса графита, тонн	1500	1500	140	140

Актуальность. В 2018 году в России остановлен 1-й энергоблок Ленинградской АЭС – реактор типа РБМК, а к 2035 году планируется закрыть все 11 российских реакторов в каждом из которых находится более 1500 тонн облучённого графита. Также, учитывая, что все они находятся в густонаселённой

центральной части России, необходимо проанализировать возможные способы обращения с графитом и принять наиболее безопасный и рациональный подход.

На данный момент предлагается несколько стратегий по обращению с облучённым графитовым замедлителем:

- Проект «зелёного кургана» предлагает закопать весь реактор целиком. Главная проблема этого подхода в том, что площадка атомной станции останется непригодной для использования (строительства, сельского хозяйства) на десятки тысяч лет.

- Временно оставить графит в реакторе и подождать пока активность спадёт. Выдержка в течении 30-50 или 80 лет действительно поможет избавиться от значительной части альфа- и гамма-излучения, но основной источник радиоактивности — изотоп C-14 - β -излучатель, имеющий период полураспада в 5730 лет – останется. Учитывая, что всё время выдержки энергоблок нужно будет поддерживать в надлежачем состоянии – с экономической точки зрения подход становится бессмысленным.

- Высказывалась идея сжигать графит, однако это невыгодно – для сбора (всё ещё радиоактивных) продуктов горения Сорбентов потребуется по объёму в три раза больше, чем сожжённого графита.

- Наиболее рациональным вариантом является вывоз облучённого графита с площадки АЭС с последующим захоронением. При этом потребуется изготовление контейнеров для перевозки. Вопрос о способе захоронения (подземное, приповерхностное) связан с активностью графита и решается для каждого энергоблока отдельно.

При этом возможна предварительная обработка графита для изменения его класса радиоактивных отходов. Это может быть, например, плазменный обжиг внешнего слоя, применение специальных удерживающих растворов и другие методы.

При выгрузке графита следует учесть, что уровень активности графитовых блоков различается даже в одном энергоблоке - в зависимости от местоположения в активной зоне, топлива, наличия просыпей, количества примесей в самом графите и других факторах.

Поэтому при выгрузке следует измерить активность блоков. Графит с низкой активностью можно оставить и использовать как сорбент при переработке жидких радиоактивных отходов на АЭС.

Выводы. Для крупных энергетических реакторов вывоз графита с площадок АЭС является наиболее выгодным с точки зрения экологической безопасности и имеет явные экономические преимущества перед другими способами утилизации графита.

Применение методов предварительной дезактивации могут дополнительно удешевить и повысить безопасность.

Самый низкоактивный графит можно использовать вторично – например, при переработке жидких отходов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Игнатов С.М., Потапов В.Н., Смирский Ю.Н., Степанов А.В. Радиометрический метод измерения активности ^{14}C в облученном графите. Приборы и техника эксперимента. 2019. № 3. С. 96-103.
2. Туктаров М.А., Андреева Л.А., Роменков А.А. Кондиционирование реакторного графита выводимых из эксплуатации уран-графитовых реакторов для целей захоронения. Атомная энергия 2.0, 2016, эл. ресурс.
3. Домашев Е.Д., Симановский В.М. Вывод из эксплуатации уран-графитовых реакторов // Пром. теплотехника, 1999, т. 21, № 4-5, с.111-117.
4. Бушуев А.В., Верзилов Ю.М., Зубарев В.Н. и др. Экспериментальные исследования радиоактивной загрязненности графитовых кладок реакторов Сибирского химического комбината // Атомная энергия, Т.92, вып. 6, июнь 2002, с. 477-485.
5. Симановский В.М. Безопасность консервации и демонтажа промышленных ядерных реакторов. Дисс. канд. наук. Санкт-Петербург, 1998, 23 с.

«Энергоэффективные технологии»

УДК 62-665.9

А.В. Волчков¹, Е.М. Пузырев²

¹Санкт-Петербургский политехнический университет имени Петра Великого

²Алтайский государственный технический университет им. И.И. Ползунова

ИССЛЕДОВАНИЕ СПОСОБОВ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ОТХОДОВ ЖИВОТНОВОДСТВА ДЛЯ ВЫРАБОТКИ ЭНЕРГИИ

Введение. В настоящее время, в связи с ростом численности населения все больше и больше растет потребление пищевых ресурсов, что влечет за собой появление новых агрохолдингов, производящих растительную и животную продукцию. С ростом единичной мощности таких комплексов пропорционально растет загрязнение территории вокруг них. Наиболее остро стоит проблема в сфере животноводства, так как отходы данного производства, помимо загрязнения почвы и воды того места, где они расположены, загрязняют еще и воздушные массы, сумма данных неблагоприятных факторов в некоторых случаях приводит к прекращению работы целых ферм.

Актуальность. Рост экологического загрязнения в зоне работы животноводческих ферм создает угрозу жизни и здоровью местного населения [1], данный факт подтверждается и тем, что отходы данного типа относят к III-IV классу опасности до перепревания и к IV-V после [2].

Основным способом обезвреживания подобных отходов является их отстаивание с последующим использованием как органическое удобрение. Как правило срок компостирования составляет от 2 до 3 месяцев, в отдельных случаях он может увеличиться до 6 месяцев [3-4]. Данный процесс сопровождается выделением аммиака и некоторых веществ, в составе которых имеются сероводородные группы.

Помимо вышеуказанных недостатков можно отметить большие площади, занимаемые отстойниками

Цель исследования. Оценить современные способы энергетической утилизации отходов животноводства.

Для понимания вопроса об огневой утилизации данного вида отходов его необходимо рассмотреть с точки зрения топлива.

Отходы животноводства вне зависимости от типа фермы в большинстве случаев является влажным малозольным топливом с теплотворной способностью в районе 2000-2300 ккал/кг [5]. К недостаткам такого вида топлива следует отнести высокое содержание аммиака, серы и хлора. Кроме того, наличие различных бактерий не позволяет хранить данное топливо на открытом воздухе, вследствие исходящего им неприятного запаха. Данное топливо обладает высокой гигроскопичностью, что не позволяет осуществить его естественную сушку до влажности, которое позволит сжигать его без введения дополнительного калорийного топлива.

На данный момент наибольшую популярность имеют следующие виды огневой утилизации подобного вида отходов: получение биогаза, пиролиз и непосредственная огневая утилизация.

Биогаз (биосинтетический газ) — газ, полученный за счет естественных природных процессов, искусственно «повторенных» в промышленных масштабах.

Биогаз и биосинтетический газ универсальны. Они могут применяться для производства электричества, тепла, в качестве биотоплива (био-метан). Сырьем для биогаза выступают органические отходы, которые могут подвергаться анаэробному дигерированию.

В основе биогазовой технологии, лежит процесс биохимической и термической обработки предварительно подготовленных отходов в бескислородной среде под влиянием определенных видов бактерий [3].

Получение биогаза является экологичным и безопасным мероприятием. В силу своей специфики полученный газ можно использовать для получения не только тепловой, но и электрической энергии, а также использовать как топливо для транспорта, однако подобная технология, вследствие соблюдения технологического процесса, является дорогостоящей и капризной.

Газификация или пиролиз представляет собой процесс разложения органических соединений под действием высоких температур (800–1500 °С) при отсутствии или при недостатке кислорода с целью получения смеси горючих газов и смол (монооксид углерода и водорода с примесями метана и других углеводородов) для последующего использования в качестве газообразного топлива.

Основная проблема данной технологии заключается в разнородности сырья, поступаемого в пиролизную установку, что требует включения в установку систем сушки и гранулирования исходного сырья. Полученный газ практически соответствует параметрам магистрального газа.

Непосредственная огневая утилизация на сегодняшний день является наиболее предпочтительным вариантом с точки зрения капитальных вложений. Данная технология не требовательная к качественному составу топлива, создание специальных условий для хранения также не требуется.

Ограничениями для применения данной технологии является высокая влажность и низкая теплотворная способность исходного сырья, что требует введение в исходное сырье топлив с высокой теплотворной способностью, например газа или угля.

Выводы. Вышеописанные технологии представляют реальный интерес для утилизации отходов животноводческих ферм, помимо получения энергии данные технологии существенно экономят пространство, необходимое для переработки подобного вида отходов с помощью «традиционной» технологии (длительное нахождение отходов в отстойниках). Помимо этого, существенно уменьшается загрязнение окружающей среды специфическим запахом, уничтожаются болезнетворные бактерии, содержащиеся в отходах данного типа.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Калютик А.А., Трещев Д.А., Поздеева Д.Л. Утилизация твердых бытовых отходов на ТЭЦ г. Санкт-Петербурга // Научно-технические ведомости СПбПУ. Естественные и инженерные науки. 2019. Т. 25, № 3. С. 59–70. DOI: 10.18721/JEST.25304
2. Об утверждении Федерального классификационного каталога отходов [Электронный ресурс] Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации Федеральная служба в сфере природопользования Приказ от 22 мая 2017 года N 242 Об утверждении Федерального классификационного каталога отходов (с изменениями на 2 ноября 2018 года) Доступ из справ.-правовой системы "КонсультантПлюс".
3. Производство биогазовых комплексов для переработки органических отходов и получения биогаза [Электронный ресурс] URL: <https://shbiogaz.ru/tehnologija/> Дата обращения 21.02.2021
4. РД-АПК 1.10.15.02-17 Методические рекомендации по технологическому проектированию систем удаления и подготовки к использованию навоза и помета // Росинформагротех Москва – 172 с.
5. Шафеев А.Ф. Совершенствование технологии и установки для утилизации подстильного помета птицефабрик: диссертация кандидата технических наук: 05.20.01 – Москва 2016. – 230с.

УДК 504.064.4

Н.В. Романюк, О.В. Новикова
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

РЕАЛИЗАЦИЯ ИННОВАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ УТИЛИЗАЦИИ ОТХОДОВ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НОВЫХ ЖИЛЫХ МАССИВОВ

Введение. С каждым годом отходы занимают всё большие территории, оказывая сильное негативное влияние на окружающую среду. Сегодня переработка мусора – самая острая, глобальная и наиболее актуальная экологическая проблема [1].

Актуальность. Динамика производства коммунальных отходов в России, Европе и США изображены на рисунке 1, согласно данным Росстата, Евростата и Агентства по охране окружающей среды США, также представлены удельные значения производства отходов на душу населения.

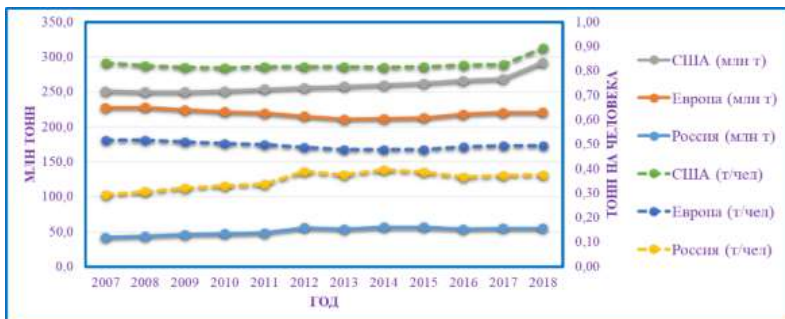


Рисунок 1 – Динамика производства коммунальных отходов и производства на душу населения в России, США и Европе

Как можно заметить, генерация ТКО в развитых странах имеет большие масштабы, что вызвало интерес данных стран к технологиям переработки отходов для увеличения степени утилизации [2]. В России данная тема особо актуальна, так как, согласно национальному проекту «Экология», доля твердых коммунальных отходов, направленных на утилизацию, в 2019 году составила всего 7%. При этом коэффициент переработки коммунальных отходов в Европейском союзе неуклонно растет и составляет уже 48%, а в США 32%.

В настоящее время отсутствуют разработанные методики выбора наилучших технологий для конкретных условий [3]. В данной работе представлен порядок определения способа утилизации мусора, основанный на ограничениях и критериях при использовании оборудования в подвальном помещении многоэтажного жилого комплекса.

Цель исследования. Разработка алгоритма обоснования и выбора технологии переработки твердых коммунальных отходов на территории жилых комплексов.

Первым этапом производится анализ условия выполнения ограничений, связанные с размещением установок утилизации в подвальном помещении жилого комплекса. Технологии приводятся согласно НДТ ИТС 9-2020.

Таблица 1: Технологии утилизации, не удовлетворяющие ограничениям.

№	Ограничение	Условие выполнения	Технологии, отклонённые из-за ограничения
1	Тип утилизируемых отходов	Возможна утилизация ТБО	Сжигание в циклонных печах; Сжигание в многоподовых печах; Сжигание в факеле открытого типа; Окислительный пиролиз; Плазмохимическая ликвидация супертоксикантов; Утилизация токсичных отходов ударной плазменной струей; Дожигание газов с помощью плазменных источников энергии.
2	Развитость технологии	Наличие успешно реализованных проектов	Сжигание в печи с жидкой ванной расплава; Газификация в фильтруемом плотном слое; Термическое обезвреживание в плотном фильтруемом слое.
3	Экологические требования	Исполнение норм ПДК	Сжигание в слоевых топках; Сжигание в кипящем слое.
4	Приемлемые габариты	Высота не более 5 метров	Сжигание во вращающихся печах.

Далее из технологий, удовлетворяющих всем ограничениям, выбирается лучшая согласно предлагаемым авторами критериям.

Результаты расчета показателей представлены в таблице 2

Таблица 2: Критерии по рассматриваемым технологиям.

Наименование критерия	Плазменная газификация	Высокотемпературный пиролиз
Степень переработки (СП), %	93	92
Энергетическая эффективность (ЭнЭ), кВт*ч/т	33,3	18,9
Эффективность использования объема помещения (ЭО), кг/(сут*м ³)	2,7	12,5
Экономическая эффективность (ЭкЭ), объем инвестиций, млн. р	7,9	3,4

На рисунке 2 отражены оценки показателей по шкале от 1 до 10, значениям в 10 баллов соответствуют: СП – 100%, ЭнЭ – 40 кВт*ч/т, ЭО – 15 кг/(сут*м³), ЭкЭ – менее 1 млн. р. (более 10 млн. р – 0 баллов).

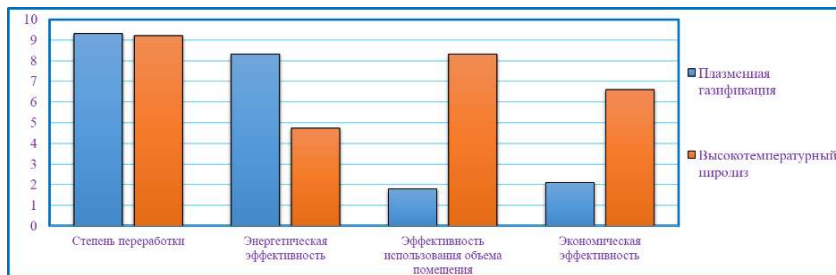


Рисунок 2 – Сравнение показатели технологий

Выводы. Наиболее подходящая технология для утилизации ТБО, исходя из условий размещения установки, – технология высокотемпературного пиролиза. Это объясняется высокими показателями эффективности использования объема помещения и экономической эффективности.

ЛИТЕРАТУРА

1. Л. Б. Хорошавин, В. А. Беляков, Е. А. Свалов. Основные технологии переработки промышленных и твердых коммунальных отходов : учеб. пособие. - Екатеринбург: Изд-во Урал. ун-та, 2016. – 220 с.;
2. А. С. Аксененко. Анализ утилизации ТБО в зарубежных странах./ Журнал: Вологодские чтения – Владивосток : Изд-во ДФУ, 2003. – 60-63 с.;
3. А. С. Зинченко, М. А. Дрыжак. Методы утилизации твердых бытовых отходов./ Безопасность в чрезвычайных ситуациях: материалы научной конференции. СПбПУ– СПб. : Изд-во Политехн. Ун-та, 2016. – 165-167 с.

ВОЗМОЖНОСТИ КОМПЛЕКСНОГО ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЯ
КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ

Введение. В настоящее время на рынке появились автономные источники электроснабжения различного типа и мощности, которые могут успешно применяться в качестве основных и резервных источников снабжения электроэнергией (э/э) компрессорных (КС) или газораспределительных (ГРС) станций.

Актуальность. Актуальность работы заключается в необходимости обеспечения энергоэффективности, при одновременном снижении вредных выбросов в атмосферу на предприятиях газовой отрасли.

Методы исследования. Выполнение вариантных расчетов, экспериментальная проверка. Рассмотрение вариантов «зелёного» энергообеспечения выполняется на примере типовой КС и средней по размерам ГРС. Будут разработаны обобщенные критерии и компьютерная программа для выбора оптимального сочетания установок различного рода, обеспечивающих КС и ГРС электричеством [1].

Цели и задачи работы. На основе анализа термодинамической, экономической и экологической эффективности, с использованием оптимизационной программы, разработать критерии и рекомендации по выбору наилучшего варианта сочетания устройств, применяемых для выработки электроэнергии на КС и ГРС.

Достоинства и недостатки применения различных источников приведены в табл. 1

Таблица 1: Виды генерирующих установок для КС и ГРС.

Тип установки	Мощность МВт	Плюсы	Минусы
Ветрогенератор	до 4,5	Полностью «зеленая» энергия	Огромная площадь, сложность транспортировки лопастей.
Солнечные панели	0,035 (72 ячейки)	«Зеленая» энергия, длительный срок постоянной эксплуатации (до 30 лет).	Требуются накопители, огромная площадь, зависимость от внешних условий.
Турбодетандер	0,5	Выработка э/э без сжигания топлива.	Малоэффективен при низком перепаде давления, более актуален для ГРС

Утилизационная ПТУ	До 0,12 МВт на 1 МВт мощности ГТУ	Выработка э/э без сжигания топлива, уменьшение теплового загрязнения окружающей среды.	Усложнение общей схемы, необходимость применения специфических рабочих тел.
Тепловые насосы	0,00006 на 1 п.м. при глубине 1,5 м.	Выработка э/э без сжигания топлива.	Необходимость проведения объёмных земляных работ.

Так, исходя из данных, представленных в таблице 1, можно сделать вывод, что теплофизически эффективным выбором для установки на КС будет утилизационная паровая турбина, турбодетандер, ветрогенератор и солнечные панели. Поскольку базовые потребности КС в электроэнергии в среднем 400 – 600 кВт, установка выбранных систем полностью покрывает нужды станции в электрической энергии. Однако, так как ветрогенераторы и солнечные панели напрямую зависят от погодных условий и месторасположения относительно рельефа местности [2], следует учитывать особенности их применения на предприятиях газовой промышленности, относящихся к категории опасных промышленных объектов. По всей видимости, универсальным выбором будет использование утилизационной ПТУ и турбодетандера, так как на всех газоперекачивающих станциях есть узлы редуцирования топливного газа и выхлопные газы от ГТУ, то есть в полной мере используется потенциал основного рабочего тела [3].

Применению турбодетандеров и утилизационных паровых турбин на компрессорных и газораспределительных станциях посвящено большое количество работ [4, 5, 6].

Выводы. Для выбора наиболее эффективного способа генерации электрической энергии с помощью вышеуказанных источников, необходимо создание компьютерной программы, позволяющей отыскать оптимальное соотношение источников для выбранной климатической зоны с учетом стоимости установленной мощности агрегатов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Фокин Г.А. Проблемы энергообеспечения линейных потребителей магистральных газопроводов и газораспределительных станций Научно-технические ведомости СПбГПУ. 2009. Т. 1. № 89. С. 121-131.
2. Елистратов В.В. Возобновляемая энергетика./ В.В,Елистратов. – 3-е изд., доп. – СПб, Изд-во Политехн. Ун-та, 2016. – 424 с.
3. M.V. Smirnov, A.A. Sebelev, N.I. Kuklina, G.A.Fokin, N.A. Zabelin. Unconventional centrifugal bladeless turbine for low power range turboexpander applications // Proceedings of 13th European Conference on Turbomachinery Fluid Dynamics & Thermodynamics. ETC13, April 8-12, 2019; Lausanne, Switzerland, 2019. ETC2019-114.
4. Off-design analysis of Organic Rankine Cycle (ORC) units with micro-turbogenerators. A. Sebelev1, R. Scharf, M. Smirnov and N. Zabelin. Proceedings of the 12th International Symposium on Experimental Computational Aerothermodynamics of Internal Flows 13-16 July 2015, Lerici, Italy. ISAI12_142
5. Разработка устройств для утилизации вторичных тепловых ресурсов на компрессорных станциях с газотурбинным приводом. Н.А. Забелин, В.А. Рассохин, Г.А. Фокин. В сб.

«Изобретатели России в импортозамещении», Всероссийская конференция изобретателей 1-2 декабря 2017 года, Санкт-Петербург, 2018, с. 16-23.

б. Комплексные энерго- и ресурсосберегающие решения, применяемые на объектах ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» / Н.А. Забелин, Г.А. Фокин, М.В. Смирнов, В.М. Иванов// Газовая промышленность. 2018. № 6 (769). С. 96-102.

УДК 621.311.001.57

Д.А. Секацкий
Белорусский национальный технический университет

АЛГОРИТМ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНЫХ НАГРУЗОК В ОСНОВНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ ОЭС БЕЛАРУСИ

Наиболее эффективным средством повышения технико-экономических показателей энергосистем является компенсация реактивных нагрузок потребителей. За счет компенсации реактивной мощности существенно снижаются потери активной и реактивной мощности, энергии, улучшаются показатели качества электроэнергии, а также повышается пропускная способность сети [1,2].

Запланированный ввод в работу шунтирующих реакторов на подстанциях позволит снизить избытки реактивной мощности в ОЭС Беларуси после выхода Белорусской АЭС на проектную мощность и снижения состава генерирующего оборудования на действующих КЭС и ТЭЦ. [3].

Однако компенсация реактивной мощности связана с дополнительными капитальными затратами и годовыми эксплуатационными расходами, поэтому решение по компенсации должно быть обосновано технико-экономическими показателями. Ввиду сложности задачи применительно к энергосистеме в целом её практическое решение возможно лишь при помощи специальных алгоритмов.

Основой данного алгоритма оптимальной компенсации реактивных нагрузок электрических сетей различного номинального напряжения служит методика рационального размещения компенсирующих устройств в основных электрических сетях. Эта методика может найти применение в распределительных сетях, с распределённой генерацией [4].

Задача максимизации экономического эффекта от компенсации реактивных мощностей решается градиентным методом, из условия оптимизации (1):

$$\max \{ W(Q) \mid Q \in R \}, \quad (1)$$

где $W(Q)$ – максимизируемая функция, определяющая экономический эффект от компенсации;

Q – искомый вектор независимых переменных (реактивных мощностей источников);

R – область допустимых решений, определяемая уравнениями установившегося режима и неравенствами технических ограничений.

В соответствии с требованиями к установке компенсирующих устройств в электрических сетях [2,5,6,7] в процессе оптимизации элементы вектора Q могут изменяться в пределах, определяемых выражением (2)

$$Q \leq Q_i \leq Q_{in}, \quad (2)$$

где Q_i – величина компенсирующего устройства в i -ом узле;

Q_{in} – нагрузка узла;

Расчет Q_i проводится по выражению (3)

$$Q_i = \frac{E_{\Delta i} - E_{\text{пр}}}{E_{\text{max}} - E_{\text{пр}}} \cdot Q_{in} \cdot q, \quad (3)$$

где $E_{\Delta i}$ – экономичный эффект от установки 1 Мвар компенсирующего устройства;

$E_{\text{пр}}$ – граничный удельный экономический эффект от установки 1 Мвар компенсирующего устройства (предельный эффект при котором ещё экономична установка 1 Мвар компенсирующего устройства);

E_{max} – наибольший экономический эффект из всех рассчитанных величин $E_{\Delta i}$;

q – коэффициент, задаваемый в исходных данных.

С целью сокращения времени расчетов значения $E_{\Delta i}$ определяются для узлов с наибольшими отклонениями напряжения, которые рассчитываются по формуле (4)

$$\delta U_i = \frac{U_{ni} - U_{qi}}{U_{ni}} \quad (4)$$

где δU_i – отклонение напряжения в i -м узле;

U_{ni}, U_{qi} – номинальное и действительное напряжение i -го узла.

Расчет величин $E_{\Delta i}$ проводится до тех пор, пока не встретятся подряд два значения $E_{\Delta i-1}$ и $E_{\Delta i}$, меньших $E_{\text{пр}}$.

Для контроля напряжений узлов используются матрицы чувствительности, получаемые при расчете $E_{\Delta i}$ с использованием линейных зависимостей величин напряжений узлов от мощностей компенсирующего устройства в одном из узлов схемы. Контроль осуществляется по следующему алгоритму:

1) Рассчитываются матрицы чувствительности по выражению

$$\|\Delta U_{\text{уди}}\| = \|U_{gi}\| - \|U_{\text{исх}}\| \quad (5)$$

где $\|U_{gi}\|$ – матрица напряжений узлов при установке 1 Мвар компенсирующего устройства в i -м узле;

$\|U_{\text{исх}}\|$ – матрица напряжений исходного режима.

2) Определяется ожидаемое приращение напряжения узлов (6)

$$\|\Delta U_i\| = Q_i \|\Delta U_{\text{уди}}\| \quad (6)$$

где $\|\Delta U_i\|$ – матрица ожидаемых увеличений напряжений от установки компенсирующего устройства Q_i в i -м узле;

$\|\Delta U_{\text{уди}}\|$ – матрица чувствительности.

3) Определяется ожидаемое напряжение узлов

$$\|\Delta U_{\text{ож}}\| = \|U_{\text{исх}}\| + \|\Delta U_i\| \quad (7)$$

Ожидаемые напряжения сравниваются с допустимыми.

Если во всех узлах напряжения не выходят за допустимые пределы, то рассчитанная мощность компенсирующего устройства сохраняется. В противном случае мощность компенсирующего устройства уменьшается, и заново производится проверка напряжений. Эта процедура повторяется до тех пор, пока напряжения не окажутся в допустимых пределах или мощность компенсирующего устройства станет меньше некоторого числа, заданного в программе.

ЛИТЕРАТУРА

1. Идельчик, В.И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
2. Герасименко, А. А. Оптимальная компенсация реактивной мощности в системах распределения электрической энергии. Монография / А. А. Герасименко, В. Б. Нешатаев. – Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2012 – 218 с.
3. Программа комплексной модернизации производств энергетической сферы на 2021 – 2025 годы, Минск: 2021. – 78 с.
4. Секацкий, Д. А. Анализ уровня технологического расхода электроэнергии в сети с распределенной генерацией / Д. А. Секацкий, Н. А. Попкова // Современные технологии и экономика в энергетике (МТЭЕ – 2020) : материалы международной научно-практической конференции, Санкт-Петербург, 23 апреля 2020 года. – Санкт-Петербург: ПОЛИТЕХ-ПРЕСС, 2020. – С. 133-136
5. Указания по компенсации реактивной мощности в распределительных сетях. М: Энергия, 1974. – 72 с.
6. Указания по выбору средств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности при проектировании электроснабжения сельскохозяйственных объектов и электрических сетей сельскохозяйственного назначения: СТП 34.20.112 (РД 34.20.112) .— Минск: Минэнерго СССР, Сельэнергопроект, – 89 с.
7. Вибово М.А., Аникина И.Д. Использование методов имитационного моделирования для решения задачи оптимального распределения нагрузок на ТЭЦ // Неделя Науки СПбПУ. Материалы научной конференции с международным участием. 2016. Издательство: Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования "Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого" (Санкт-Петербург) - с.11-13

УДК 628.477.2

П.А. Карнаухова, Г.Д. Мамонтов, В.С. Суворова, М.Д. Шипицина
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

ВНЕДРЕНИЕ УСТАНОВКИ ПЛАЗМЕННОЙ ГАЗИФИКАЦИИ НА ТЭЦ С КОМБИНИРОВАННЫМ ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПРИРОДНОГО И СИНТЕЗ ГАЗОВ

Введение. В настоящее время проблема обращения с отходами является глобальной и уже решена во многих странах мира. В России доля перерабатываемых отходов находится на низком уровне. Проходя формальную сортировку, предусмотренную законодательством, далее производится традиционное захоронения твердых коммунальных отходов (ТКО) на полигонах, что приносит вред окружающей среде.

Актуальность. Санкт-Петербург – центр развития Северо-Западного Федерального Округа (СЗФО). Однако на его территории количество переработанных ТКО несоизмеримо мало по сравнению с образованием новых. Постепенно реализуется реформа по обращению с ТКО, требующая от граждан их сортировки. Данная инициатива рассчитана на длительную перспективу, а место на полигонах захоронения ТКО закончится уже через 3–4 года. На сегодняшний день, необходима технология, позволяющая перерабатывать отходы без их тщательной сортировки.

Цель исследования. Обоснование внедрения установки плазменной газификации на ТЭЦ с комбинированным использованием природного и синтез газов.

Технология плазменной газификации.

При температурах порядка 5000°C происходит разложение всех веществ на молекулярном уровне, т. е. отсутствуют условия для образования диоксинов, фуранов, оксидов азота, диоксидов серы, углекислого газа и прочих вредных соединений.

Компоновка установки плазменной газификации состоит из загрузочного узла, непрерывно загружающего отходы в плазменный реактор-газификатор, в котором установлено 6 плазмотронов на переменном токе. Выходящий из реактора синтез-газ имеет температуру 870°C.

Поток продуцируемых в СПб отходов в основном стекается в северном направлении, где размещаются крупные полигоны захоронения ТКО, т. о. предлагается реализация и внедрение технологии плазменной газификации на примере Северной ТЭЦ (классическая паросиловая генерация) [1–2]. Её расположение благоприятно за счет удаленности от густонаселенных районов, наличия свободной площадки для строительства в восточном направлении.

Потенциальными подрядчиками на производство и поставку оборудования являются компания AlterNRG (WPC) и ИЭЭ РАН, имеющие опыт в данном направлении.

Экономический эффект.

Оценка проекта производилась по статическим и динамическим методам. Для данного проекта срок окупаемости (PP) составит порядка 9,5 лет с момента начала финансирования, что логически вытекает из существенного объема инвестиций (20,2 млрд. рублей) и длительного срока строительства (порядка 30 мес.). Учетная норма прибыли (ARR) составит 13,5%, а сама ежегодная прибыль равняется 2,89 млрд. руб. Перспективность проекта подтверждается большим технологическим сроком эксплуатации оборудования – 30 лет [3].

Процентное соотношение отходов для экономического расчета принято: ТКО - 70%, промышленные и медицинские отходы – 30%. В первую очередь подразумевается утилизация энергоемких и отходов высоких классов опасности, плата за которые наибольшая и выход синтез-газа максимален [4].

Риски. Данный проект сопровождается рисками:

Риск изменения прибыли в зависимости от состава перерабатываемых отходов. Необходимо заключить контракты на прибыльную утилизацию отходов высоких классов опасности;

Технологический риск изменения сезонного потребления синтез-газа, связанный с режимом ТЭЦ. Чтобы сгладить эффект сезонности, предполагается варьирование природного газа и синтез газа в сжигаемой смеси;

Риск, связанный со спросом на тепловую и электрическую энергию, исключается за счет активной застройки ближайших районов Санкт-Петербурга, однако для успешного прохождения конкурса отбора мощности (КОМ), необходимо заключение дополнительных соглашений, обеспечивающих загрузку оборудования переработки отходов на постоянной основе.

Вывод. Таким образом, проект является примером диверсификационной стратегии развития крупной энергетической компании в СЗФО. Основные характерные черты предлагаемого решения:

1. Синергетический эффект в химической и топливной промышленности, производств строительных материалов и 4 других отраслях.

2. Совершенствуется текущее производство энергии и добавляются новые направления деятельности внутри компании, реализовывающей проект.

3. Внедряемая установка будет перерабатывать более четверти от всех отходов, образованных в СПб за год, улучшая экологическую ситуацию в СПб и СЗФО.

4. Осуществляется развитие нового сектора российской экономики – «рынка отходов».

ЛИТЕРАТУРА

1. Шабуров Е.Л., Федюхин А.В., Ипполитов В.А. Расчет режимных параметров установок газификации ТБО // Научно-технические ведомости СПбПУ. Естественные и инженерные науки. 2018. №3. С. 38–44. DOI: 10.18721/JEST.240303;
2. А.А. Калютик, Д.А. Трещев, Д.Л. Поздеева Утилизация твердых бытовых отходов на ТЭЦ г. Санкт-Петербурга // Научно-технические ведомости СПбПУ. Естественные и инженерные науки. 2019. Т. 25. № 3. С. 59-70;
3. Технология плазменной газификации Westinghouse Plasma Corporation – [сайт] – 2016 – URL: http://tsentrspetsstroj.ru/news/tehnologiya_plazmennoj_gazifikatsii/#teh (дата обращения 15.03.2021);
4. Налетов, И. Д. Методика обезвреживания и утилизации особо опасных и токсичных отходов полигона "Красный Бор" / И. Д. Налетов, Н. Т. Амосов // Неделя науки СПбПУ: Материалы научной конференции с международным участием. Институт энергетики, Санкт-Петербург, 18–23 ноября 2019 года / Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого. – Санкт-Петербург, 2019. – С. 161-163.

УДК 621.316.37.064.1

Я.В. Потачиц
Белорусский национальный технический университет

ЧАСТОТНЫЙ АНАЛИЗ ВЫНУЖДЕННЫХ И СВОБОДНЫХ КОЛЕБАНИЙ КОНСТРУКТИВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК

При коротком замыкании по гибким проводникам электроустановок протекают токи превышающие токи нормального режима в десятки раз. Электродинамические силы, возникающие при взаимодействии магнитных полей образованных этими токами достигают опасных значений. Определение

параметров электродинамической стойкости гибких проводников заключается в определении динамических усилий на основные конструктивные элементы и механического напряжения в проводах электроустановки в колебательном процессе. Очевидно, что определение динамических нагрузок, с учетом воздействия на опорные конструкции от проводников является актуальной задачей и возможно лишь при постановке динамической задачи.

Токоведущие части вместе с конструктивными элементами ОРУ образуют совместную колебательную систему. Математическое описание этой задачи содержит в себе уравнения динамики проводов и конструктивных элементов ОРУ, решаемые совместно [1].

Гибкие проводники представляются гибкой упругой нитью, динамика которой при КЗ описывается уравнением движения (1), записанным в векторно-параметрической форме[1]:

$$T \frac{\partial^2 \bar{R}}{\partial t^2} + \frac{\partial T}{\partial S} \cdot \frac{\partial \bar{R}}{\partial S} + \bar{f} = \rho \frac{\partial^2 \bar{R}}{\partial t^2}, \quad (1)$$

где \bar{R} – одномоментное значение радиус-вектора, характеризующее пространственное положение провода, м;

T – динамическое тяжение провода, Н;

\bar{f} – вектор динамического усилия, действующего на единицу длины провода, Н/м;

ρ – масса единицы длины провода, кг/м.

Используя принцип связей механики [2] заменим действие проводников на конструктивные элементы реакциями их связей, т.к. по отношению к элементам они являются внешними силами.

При решении динамической задачи выключатели напряжением 110 кВ и выше представляются упругим консольным стержнем с распределенной массой по высоте полюса и постоянной жесткостью. С одного конца выключатель закреплен на траверсе, а с другой на него действуют динамические усилия от проводов (рисунок 1).

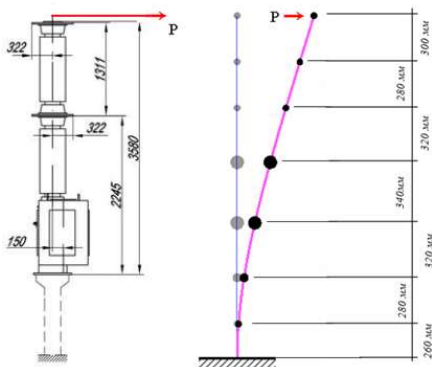


Рисунок 1 – Модель выключателя марки ВГТ-110 при воздействии на него динамической силы.

На основании экспериментальных данных, можно сделать вывод, что колебательная система с распределёнными параметрами и малым демпфированием при воздействии вынуждающих сил испытывает резонансные колебания на некоторых явно выраженных характерных частотах [3]. Согласно [1,4] при совпадении частот собственных колебаний конструктивных элементов ОРУ с частотой динамического усилия от проводов возможно двукратное превышение перерезывающих сил и моментов, в сравнении с амплитудой приложенного усилия.

С помощью разработанной на кафедре «Электрические станции» БНТУ компьютерной программы FLEBUS 2.0, а так же программного комплекса ЛИРА-САПР, были получены численные значения частот собственных и вынужденных колебаний выключателя (таблица 1)

Таблица 1: Частоты собственных и вынужденных колебаний

№ учитываемых гармоник	Значения частот собственных колебаний выключателя ВГТ – 110, Гц	Частота вынужденных колебаний
1	0.097331	2.9411
2	0.649865	5.8821
3	1.544166	8.8232
4	1.951014	11.7643
5	3.917695	14.7054
6	4.573155	17.6464
7	6.540182	20.5875
8	7.426402	23.5286
9	9.667251	26.4697
10	9.994256	29.4124
11	12.178036	32.3519

Согласно данным из таблицы 1 можно заметить, что некоторые значения частот вынужденных колебаний близки к значениям собственных частот колебаний выключателя, это означает, что рассматриваемая колебательная система потенциально способна войти в резонанс, а, следовательно, значения перерезывающих сил и моментов будут больше допустимых, что может привести к возникновению опасных механических напряжений в материале корпуса выключателя и, как следствие, его разрушению.

ЛИТЕРАТУРА

1. Сергей, И.И. Динамика гибких проводов электроустановок энергосистем: Теория и вычислительный эксперимент : дис. ... д-ра техн. наук : 05.14.02 / И.И. Сергей. – Минск, 2002. – 324 л
2. Строительная механика : учеб. пособие / А. А. Поляков, Ф. Г. Лялина, Р. Г. Игнатов. Под общ. редакцией А. А. Полякова. – Екатеринбург : УрФУ, 2014. – 424 с.
3. Писаренко Г. С. Колебания механических систем с учетом несовершенной упругости материала. – Киев: Наукова думка, 1970. – С. 379.
4. Антонов М.И., Аржаев А.И., Аржаев К.А., Денисов И.Н., Калютик А. А., Карякин Ю. Е., Маханев В.О. О цифровом двойнике блока атомной станции в рамках управления жизненным

УДК 621.145

М.А. Малышев, Н.А. Забелин
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

ВЫБОР МОЩНОСТИ ГАЗОТУРБИННОЙ УСТАНОВКИ ДЛЯ МОРСКИХ ГАЗОПРОВОДОВ

Введение. Объемы транспортируемого природного газа по магистральным газопроводам увеличиваются с каждым годом и в 2019 году составили 679 млрд. куб. м [1]. В связи с этим появляется необходимость разработки высокоэффективных газоперекачивающих агрегатов (ГПА) и ввода в эксплуатацию нового оборудования, обеспечивающего достаточную мощность для работы строящихся и проектируемых газопроводов, особенно при отсутствии возможности строительства промежуточных компрессорных станций.

Актуальность. На сегодняшний день Россия занимает первое место в мире по разведанным запасам газа (25% общемировых запасов), а российская газотранспортная система является крупнейшей в мире. Средняя дальность транспортировки газа на сегодняшний день составляет около 2,6 тыс. км при поставках для внутреннего потребления и примерно 3,3 тыс. км при поставках на экспорт [2]. При этом среднее расстояние между компрессорными станциями на магистральных газопроводах составляет около 150 км, из-за чего в эксплуатации находится большое количество промежуточных компрессорных станций.

В условиях нынешней геополитической обстановки в мире Россия, как крупнейший поставщик природного газа, вынуждена рассматривать различные варианты доставки газа потребителям [3]. Наиболее подходящий способ – по крупным морским газопроводам. Такой способ решает проблему транзита газа через территории третьих стран и позволяет доставлять газ напрямую покупателям, однако подразумевает прокладку магистральной в очень сложных условиях на большой глубине по дну морей. Для перекачки газа по таким газопроводам требуется компрессорное оборудование большой мощности для возможности перекачки газа на всю длину подводного участка без промежуточного компримирования.

Методы исследования. Выполнение вариантных и оптимизационных расчетов, экспериментальная проверка и валидация по данным эксплуатации газопроводов.

Цель исследования. Обоснование выбора стационарной газотурбинной установки (ГТУ) в качестве привода центробежного нагнетателя природного газа на компрессорных станциях морских участков газопроводов.

Параметры для анализа крупных российских газопроводов представлены в таблице 1.

Таблица 1: Параметры крупных российских газопроводов [4]

Название	L, км	Q, млрд куб. м. газа в год	Py, МПа	Dy, мм	Кол-во КС, шт
Уренгой- Помары-Ужгород	4451	28	7,5	1420	42
Союз	2750	26	7,5	1420	н/д
Ямал-Европа	>2000	32,9	10	1420	14
Северный поток - 1	1224	55	22	1220	1
Турецкий поток	>1100	2 x 15,75	28,45	810	1
Голубой поток	1213	16	25	2 x 600 мм (морск. уч.)	1
Сила Сибири	2159	38	9,8	1420	8

В ходе проведения расчетов (формула 1) было выяснено, что потери энергии газа на трение в газопроводе Северный поток-1 в среднем составляют 30 Дж/(м*кг), а в газопроводе Ямал-Европа в 2 раза больше – 67 Дж/(м*кг) [4]. Также расчеты показали, что чем меньше расстояние между компрессорными станциями, тем больше эти потери (рисунок 1).

$$W = \frac{N_{КС}}{L \cdot Q_{масс}} \quad (1)$$

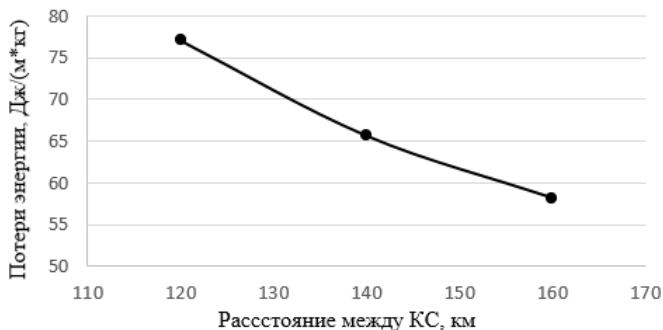


Рисунок 1 – Зависимость потерь энергии от расстояния

Увеличение мощности приводных ГТУ на КС позволит:

1. обеспечить работоспособность длинных морских газопроводов, когда промежуточное компримирование невозможно;

2. увеличить расстояние между компрессорными станциями на наземных магистральных газопроводах.

Во время эксплуатации на компрессорной станции часть газоперекачивающих агрегатов иногда выводят из работы. Чтобы ГТУ не простаивала без дела, возможно ее использование в качестве привода электрогенератора. Однако если подключить генератор напрямую к валу ГТУ, то вырабатываемый электрический ток будет характеризоваться отличной от ГОСТа частотой. Предлагается 2 способа решения этой проблемы:

1. подключение электрогенератора к силовому валу ГТУ через редуктор;

2. выпрямление электрического тока с последующим инвертированием его до частоты 50 Гц по ГОСТу.

Выводы. Повышение мощности газотурбинных установок на компрессорных станциях позволит расширить их функционал, а также начать новый этап развития газотранспортной системы России. Расчеты показали, что единичная мощность газоперекачивающего агрегата компрессорной станции на входе в морской магистральный газопровод должна быть не менее 50 МВт.

ЛИТЕРАТУРА

1. [Электронный ресурс] // официальный сайт ПАО «Газпром», 2020. URL: <https://www.gazprom.ru> (дата обращения 20.10.2020 – 05.04.2021)
2. Крупнейшие магистральные газопроводы [Электронный ресурс] // инженерный центр «Mavego», 2020. URL: <https://mavego.ru> (дата обращения 21.12.2020)
3. [Электронный ресурс] // интернет – портал «Energybase», 2020. URL: <https://energybase.ru/news/> (дата обращения 23.10.2019 – 03.04.2021)
4. СТО Газпром 2-3.5-051-2006 Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов

УДК 62–622

Н.А. Лунегов, В.А. Рассохин, Ю.А. Переплетчикова
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

РАСЧЁТ ПРОДУКТОВ СГОРАНИЯ И АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ТОПЛИВА НА КПД УСТАНОВКИ, РАБОТАЮЩЕЙ НА ВОДОРОДНОМ ТОПЛИВЕ

Введение. Вопрос поиска высокоэффективного, экологически чистого и дешевого энергоносителя чрезвычайно важен на текущем этапе развития всемирной энергетики. Кроме того, это вещество должно быть неисчерпаемым в отличие от углеводородных аналогов. Поиск альтернативного источника энергии все более заостряется ввиду изменения климата за счет антропогенного воздействия и постепенного истощения запасов ископаемых видов топлива.

Актуальность. Перспективным претендентом на место универсального источника энергии является водород. Он считается самым распространенным элементом на нашей планете, его запасы неисчерпаемы. Также перспективы применения водорода в качестве источника энергии заключаются в его энергетических показателях. Весовая теплотворная способность водорода составляет более 120 МДж на килограмм, это значительно выше теплотворной способности природного газа (33,5 МДж на килограмм) и любого энергоносителя, используемого сейчас [1]. Все это подтверждает актуальность исследования возможности перевода используемых сейчас газотурбинных двигателей на водородное и смешанное с водородом топлива.

Цель исследования. Провести расчет энергетических характеристик установки МТГ-100 при работе на водородном топливе. На основе полученных в ходе расчетов данных сравнить энергетические показатели установки МТГ-100 при работе на природном газе и водороде.

Для получения энергетических характеристик установки МТГ-100 была использована программа A2GTP. Для расчета установки на нестандартном виде топлива необходимо знать: значение теплоёмкости продуктов сгорания в функции температуры, постоянную продуктов сгорания, низшую теплоту

сгорания топлива (H_H) и отношение массы воздуха к массе топлива в стехиометрической смеси.

Первым шагом был определен весовой состав продуктов сгорания топлива (g_i) для двух случаев: горение водорода в реакции с воздухом и горение водорода в реакции с чистым кислородом, полученные данные представлены в таблице 1.

Таблица 1: Весовой состав «чистых» продуктов сгорания топлива

Случай	Весовое содержание «чистых» составляющих продуктов сгорания (g_i), $\frac{\text{кг}}{\text{кг}}$		
	CO_2	H_2O	N_2O
Горение водорода в реакции с воздухом	0	0,254	0,746
Горение водорода в реакции с чистым кислородом	0	1	0

Изобарная теплоемкость продуктов сгорания была рассчитана по формуле:

$$C_{pM} = \sum_{i=1}^N g_i \cdot C_{pi},$$

где C_{pi} – теплоемкость соответствующей составляющей продуктов сгорания при заданной температуре [2];

Постоянная продуктов сгорания для смеси газов получена по формуле взятой из [3]:

$$R_{пс} = \frac{8,31451}{M},$$

где M – молярная масса газовой смеси;

Отношение массы воздуха к массе топлива в стехиометрической смеси:

$$L_0 = 0,1149 \cdot C(\%) + 0,3448 \cdot H(\%),$$

где $C(\%), H(\%)$ – процентное содержание в топливе углерода и водорода соответственно;

В A2GTP в случае работы установки на природном газе значения данных величин принимаются стандартными. Для двух случаев работы установки МТГ-100 на водородном топливе данные величины представлены в таблице 2.

Таблица 2: Величины, необходимые для расчета установки в A2GTP

Случай	Величины		
	$R_{пс}$	L_0 , $\frac{\text{кг}}{\text{кг}}$	H_H , $\frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$
Горение водорода в реакции с воздухом	0,257	34,48	120080
Горение водорода в реакции с чистым кислородом	0,4615	8	120080

В программе A2GTP были рассчитаны 6 возможных случаев работы установки МТГ-100: горение водорода в реакции с воздухом, горение водорода в реакции с чистым кислородом и горение природного газа в реакции с воздухом (каждый случай рассчитывался с регенерацией и без нее).

Значение КПД установки для каждого из случаев работы представлено на рисунке 1.

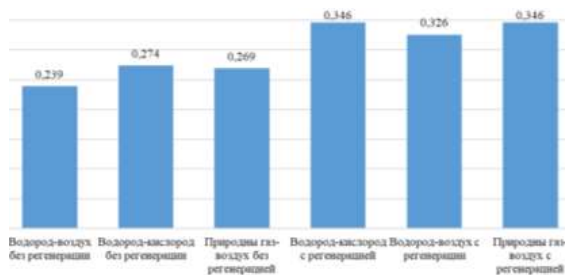


Рисунок 1 – КПД установки при различных случаях работы

Вывод. При переводе установки МТГ-100 на водородное топливо значительного уменьшения КПД не произошло, а при сгорании водорода в чистом кислороде без регенерации наблюдается возрастание КПД на 1 %. При этом вредные выбросы сокращаются при сгорании водорода в воздухе и полностью отсутствуют при сгорании в кислороде. Все это подтверждает актуальность более детального анализа перевода установок на водородное топливо. Разработка газотурбинных установок, работающих на водородном топливе – перспективное направление развития мировой энергетики.

ЛИТЕРАТУРА

1. Зорина С. А. Воздействие эксплуатации газотурбинных установок на окружающую среду // Oil Gas Bus. 2017. № 6. С. 237–252.
2. Рабинович В. А., Хавин З. Я. Краткий химический справочник. – Санкт-Петербург: Химия, 1978. – 390 с.
3. Чухин И. М. Техническая термодинамика. Часть 1 / ГОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В. И. Ленина». – Иваново, 2006. – 224 с.

УДК 621.01

Ю.А. Переплетчикова, Н.А. Лунегов, В.А. Рассохин
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ УСТАНОВКИ, РАБОТАЮЩЕЙ НА ВОДОРОДНОМ И СМЕШАННЫХ С ВОДОРОДОМ ТОПЛИВАХ

Введение. В последнее время, все больше разговоров идет о водородной энергетике – использовании водорода как основного энергоносителя для различных устройств. Основные проблемы, который возникают сейчас при производстве электроэнергии, тепла, транспорта – проблемы экологии. [1]

Актуальность. Водород рассматривают как топливо, альтернативное ископаемым источникам, то есть как способ построить безуглеродную экономику. Особенно актуален этот выбор для промышленных стран, небогатых источниками энергии, импортирующих топливо и планирующих переходить на зеленую энергию. Водород, как отдельное топливо, так и в качестве компонента

в смеси обеспечивает повышение эффективности установок и снижает вредность выбросов.

Цель исследования. Создание нового вида энергетических установок с использованием водородного топлива для повышения их эффективности.

Теоретической базой являются сведения о применении и проектировании турбинных установок, работающих на водородном и смешанных с водородом топливах. Методологической базой исследования являются расчеты и разработка новой схемы.

В качестве прототипа газотурбинной установки используется МТГ-100. В ходе данной работы рассматривались схемы одновальной ГТУ простого типа и с регенерацией (рисунки 1 и 2), работающие на природном газе, смесях природного газа и водорода и на чистом водородном топливе. Для оценки характеристик установок были рассчитаны теплофизические свойства продуктов сгорания. [2, 3] Результатами расчетов являются следующие зависимости КПД от степени повышения давления и от состава топлива (представлены в таблицах 1 и 2, где X – это пропорция содержания природного газа и водорода в смеси).

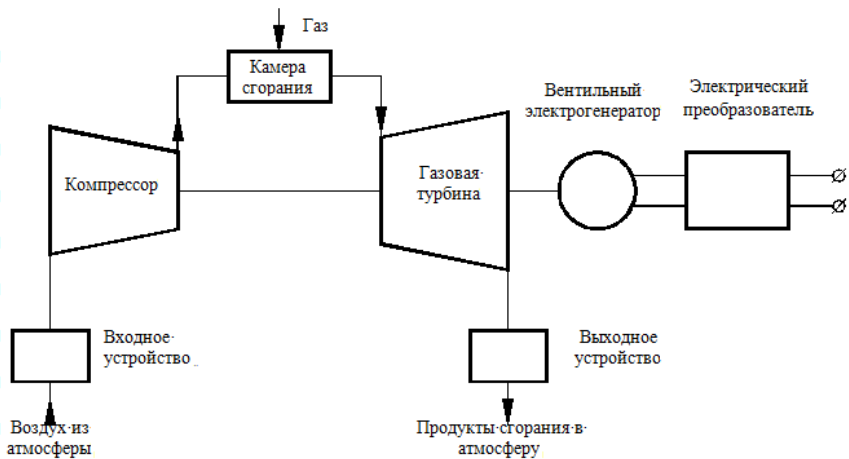


Рисунок 1 - Тепловая схема одновальной ГТУ простого типа

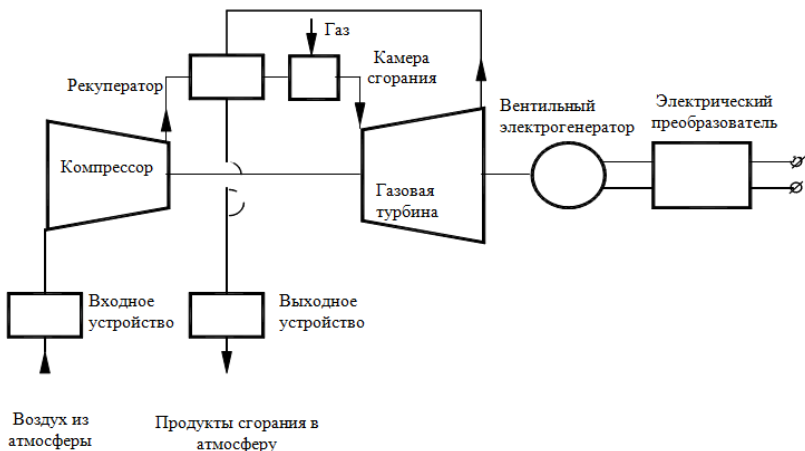


Рисунок 2 - Тепловая схема одновальной ГТУ с регенерацией

Таблица 1. Зависимость КПД от π_k и от состава для установки без регенерации

Состав топлива	$\pi_k = 5$	$\pi_k = 10$	$\pi_k = 15$	$\pi_k = 20$	$\pi_k = 25$	$\pi_k = 30$
Природный газ	20,9	25,7	25,9	24,2	21,2	17
X=90/10	16,5	20,5	20,6	19	16,1	12,1
X=80/20	16,6	20,7	20,8	19,1	16,2	12,2
X=70/30	16,8	20,9	21	19,3	16,4	12,4
X=60/40	17,1	21,1	21,2	19,5	16,6	12,6
X=50/50	17,3	21,4	21,5	19,8	16,9	12,8
X=40/60	17,7	21,9	21,9	20,2	17,2	13,1
X=30/70	18,2	22,4	22,5	20,7	17,7	13,5
X=20/80	18,8	23,2	23,2	21,4	18,3	14
X=10/90	19,8	24,2	24,2	22,3	19,1	14,8
Водородное топливо	17,4	21,6	21,8	20,2	17,4	13,4

Таблица 2. Зависимость КПД от π_k и от состава для установки с регенерацией

Состав топлива	$\pi_k = 2$	$\pi_k = 4$	$\pi_k = 6$	$\pi_k = 8$	$\pi_k = 10$	$\pi_k = 12$	$\pi_k = 14$	$\pi_k = 16$	$\pi_k = 18$	$\pi_k = 20$
Природный газ	24,5	33,4	32,1	29,7	27,3	24,9	22,6	20,5	18,5	16,6
X=90/10	22,5	30,4	28,6	26,1	23,5	21,0	18,6	16,4	14,3	12,4
X=80/20	22,6	30,5	28,8	26,2	23,6	21,1	18,7	16,5	14,5	12,5
X=70/30	22,6	30,5	28,8	26,2	23,5	21,0	18,6	16,4	14,3	12,4
X=60/40	22,8	30,8	29,2	26,6	23,9	21,4	19,0	16,8	14,7	12,8
X=50/50	23,0	31,1	29,4	26,8	24,1	21,6	19,2	17,0	14,9	13,0
X=40/60	23,2	31,4	29,7	27,1	24,4	21,9	19,5	17,3	15,2	13,2
X=30/70	23,5	31,7	30,1	27,4	24,8	22,2	19,9	17,6	15,5	13,6
X=20/80	23,8	32,3	30,6	28,0	25,3	22,7	20,3	18,1	16,0	14,0
X=10/90	24,5	33,1	31,4	28,7	26,0	23,4	21,0	18,8	16,6	14,7
Водородное топливо	22,7	30,9	29,3	26,9	24,3	21,9	19,6	17,5	15,4	13,5

Выводы. Использование водородного топлива – перспективное направление исследования для повышения экологичности установок. Полученные результаты предполагают возможность использования водородного топлива и смесей с природным газом.

ЛИТЕРАТУРА

1. Водород в энергетике : учеб. пособие / Р. В. Радченко, А. С. Мокрушин, В. В. Тюльпа. — Екатеринбург : Изд-во Урал. ун-та, 2014. — 229 с.
2. Варгафтик Н.Б. Справочник по теплофизическим свойствам газов и жидкостей. М.: Издательство «Наука». Главная редакция физико-математической литературы, 1972. — 721с.
3. ГОСТ 30319.2-96 . Газ природный. Методы расчета физических свойств [Текст]. - Минск: Межгосударственный совет по стандартизации, метрологии и сертификации, 1996. — 65 с.

УДК 62-712

В.А. Рассохин, В.А. Федоров

Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

ОХЛАЖДЕНИЕ ПРИ ПОМОЩИ ЭЛЕМЕНТОВ ПЕЛЬТЬЕ

Введение. На сегодняшний день, охлаждение и производство холода в промышленных масштабах для предприятий является острой проблемой: промышленный холод нужен всем и в большом количестве.

Актуальность. Получение промышленного холода и охлаждение необходимого сырья, такого как природный газ, является необходимостью для многих предприятий и производств. На данный момент в России основным источником промышленного холода являются турбодетандерные установки. Данный турбоагрегат имеет сложную конструкцию, необходимость в дополнительном оборудовании, а также дороговизну производства, монтажа и обслуживания. Именно поэтому использование эффекта Пельтье может стать альтернативой привычным способам охлаждения в данной области [1].

Цель исследования. Разработка и создания новых способов охлаждения и выработки холода.

Таблица 1: Модули элементов Пельтье.

Наименование	Dt, C	V_{max}	Q_{max}	A_{max}	Габариты	Толщина
TEC1-12704	67	15,4	40	4	40x40	~ 4
TEC1-12705	67	15,4	41	5	40x40	~ 4
TEC1-12706	65	15,4	51,4	6	40x40	~ 4
TEC1-12708	66	15,4	68,8	8	40x40	~ 4
TEC1-12712	60	15,4		12	40x40	~ 4
TEC1-12712	63	15,4	106,7	12	50x50	~ 4
TEC1-12712	65	15,2	113	12	62x62	~ 4

Так, для термоэлемента TEC1-12712 максимальная холодопроизводительность Q_{max} из таблицы 1 достигается при идеальных условиях, а при реальных условиях при напряжении в 12 В и силе тока в 6 А можно получить $Q = 80-85$ Вт. Таким образом конструкция (рисунок 1) на

трубопроводе диаметром 0.5м и длиной в 1м может показать холодопроизводительность $Q = 23-25$ кВт [2,3].

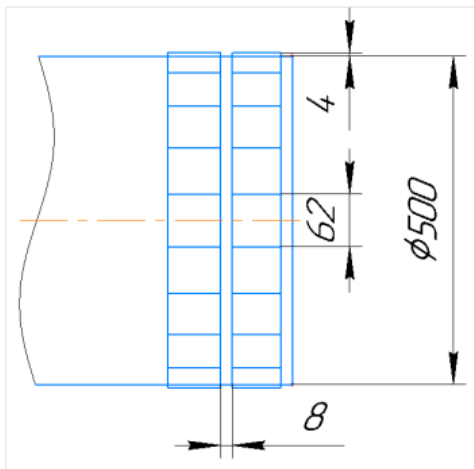


Рисунок 1 – Трубопровод с охлаждение из элементов Пельтье

Выводы. Использование элементов Пельтье является вариантов для охлаждения и выработки холода на нужды производства с минимум затрат на производство, монтаж и обслуживания. Так же стоит добавить, что данные элементы имеют преимущество перед современными системами охлаждения, они могут не только охлаждать, но и нагревать, что будет полезно в зимний период времени.

ЛИТЕРАТУРА

1. Немов С.Ф., Мишин В.В., Шишов И.А. Введение в термоэлектричество: учебное пособие. Учебное издание. Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого. Санкт-Петербург, 2020;
2. Макаров Д.В. Что такое элемент Пельтье, его устройство, принцип работы и практическое применение. URL: <https://www.asutpp.ru/chto-takoe-element-pelte-i-ego-primeneniye.html> (дата обращения 07.04.2021);
3. Булат Л.П., Бузин Е.В. Термоэлектрические охлаждающие устройства: Метод. указания для студентов спец. 070200 “Техника и физика низких температур”. – СПб.: СПбГУНиПТ, 2001. – 41 с.

РАЗРАБОТКА ОПТИМИЗИРОВАННОЙ ФОРМЫ ПРОТОЧНОЙ ЧАСТИ
ВЫХОДНОГО ДИФFUЗОРА ДВУХВАЛЬНОЙ ГТУ

Введение. Для повышения мощности как газотурбинной установки (ГТУ), так паротурбинной установки (ПТУ), за последней ступенью осевой турбины устанавливают диффузор. Существующие формы проточных частей диффузоров (конический диффузор, кольцевой диффузор, комбинированный, осерадиальный, ступенчатый, и т.д.) обладают разными геометрическими и аэродинамическими характеристиками, отчего значения прироста мощности, обеспечиваемого каждым из них, варьируется. Изогональный диффузор является частным случаем осерадиального диффузора, в котором местный полный эквивалентный угол раскрытия сохраняется постоянным вдоль обвода. Изогональный диффузор подходит для применения за последней ступенью двухвальной ГТУ [1].

Актуальность. В связи с тем, что тенденция модернизировать существующие ТЭС путем надстройки блока с мощной газовой турбиной активно набирает все большую популярность (примером являются программы договоров о предоставлении мощности ДПМ и ДПМ-2 в Российской Федерации), исследование путей повышения мощности газовой турбины представляется важной темой. Кроме того, на сегодняшний день российское газотурбиностроение возобновило развитие, отчего возникает необходимость в новых исследованиях и новых данных.

Методы исследования. Профилирование обводов изогонального диффузора проводилось при помощи математического описания образующих поверхностей. Структура потока в проточной части спрофилированного диффузора оценивалась в программном пакете Asys 19.2 CFX. Размеры, от которых отталкивались при профилировании, были взяты с ГТУ 160 МВт V94.2.

Цели и задачи работы. Спрофилировать проточную часть изогонального диффузора двухвальной ГТУ. Определить местный полный эквивалентный угол раскрытия данного типа диффузора. Провести оценку преимуществ и недостатков изогонального диффузора.

Основные результаты. В качестве корневого и периферийного обводов диффузора были выбраны поверхности однополосных гиперблоидов, которые обеспечивают стабильное, безотрывное течение отработавшего газа с минимальным количеством вихрей в осевом и радиальном направлениях [2]. Контроль роста площадей поперечных сечений проводился с помощью формул для эквивалентного конического диффузора [3], чтобы избежать получения соплового канала вместо расширяющегося. Полученная изогональная форма выходного канала (рисунок 1) гарантирует быстрое расширение потока, отчего представляется возможным достичь высокого коэффициента восстановления давления при относительно малых по сравнению с кольцевым диффузором

осевых габаритных размерах. По результатам профилирования получилось, что угол выхода газа из изогонального диффузора равен 32° по отношению к вертикали, т.е. радиальному направлению, а местный полный эквивалентный угол раскрытия, сохраняющий постоянное значение вдоль обводов диффузора, составляет 10° .

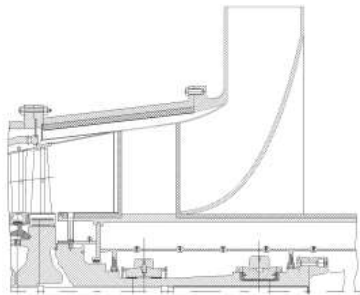


Рисунок 1 – Блок «Последняя ступень двухвальной ГТУ – Изогональный диффузор – Сборная камера»

Выводы. Изогональная форма выходного канала имеет очевидное преимущество в малых осевых размерах, при этом расширение потока отработавшего в турбине газа оказывается более быстрым за счет стремительного роста радиальных размеров. Гладкие обводы изогонального диффузора позволяют осуществить плавный переход к сборной камере, в которой будет скапливаться отработавший в установке газ и направляться в теплообменный аппарат котла-утилизатора для подогрева парового контура ТЭС. К недостаткам изогонального диффузора можно отнести большие радиальные размеры, увеличивающие габариты всей установки, и более сложную по сравнению с кольцевым диффузором технологию изготовления.

ЛИТЕРАТУРА

1. Мигай В.К., Гудков Э.И. Проектирование и расчет выходных диффузоров турбомашин. – Л: Машиностроение, Ленингр. отделение, 1981. – 272 с.
2. Черников В.А. Повышение эффективности входных трактов, ступеней и выходных диффузоров стационарных газовых турбин для комбинированных газопаровых установок: автореферат диссертации доктора технических наук: [Электронный ресурс] // URL: <https://elib.spbstu.ru/dl/2884.pdf/view>
3. Иноземцев А.А. Газотурбинные двигатели. – Пермь. 2006. – 1206 с.

УДК 621.165

Д.А. Тарабашук, Е.Ю. Семакина, В.А. Черников
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ НАПРАВЛЯЮЩИХ ЛОПАТОК С КРИВОЛИНЕЙНОЙ ОСЬЮ

Введение. На сегодняшний день одним из лучших среди современных методов повышения аэродинамической эффективности турбинной ступени

является грамотный выбор степени реактивности вдоль пера лопатки. В каналах турбинных решеток имеют место вторичные течения в корневой и периферийной области, которые ведут к снижению КПД ступени [1].

Актуальность. В турбинных ступенях современных турбоустановок значительная часть потерь кинетической энергии возникает вследствие образования прикорневых и периферийных вторичных «вихревых» течений в межлопаточных каналах направляющих и рабочих лопаток. Одним из способов снижения кинетической энергии оказался метод управления потоком посредством специального пространственного профилирования лопаток с криволинейной осью. Учитывая, что современные стационарные турбины достигают огромных мощностей, где в одном агрегате (1000-2000 МВт), разработка и исследование снижение потерь с помощью применения лопаточных аппаратов с криволинейной осью является весьма актуальной

Цели и задачи работы. Провести оценку влияния ТННЛ (рисунок 1), а также определить влияние криволинейных направляющих лопаток на аэродинамические характеристики последующих ступеней.



Рисунок 1 – Схемы вариантов тангенциального наклона направляющих лопаток

Методы исследования. Осуществляется численное моделирование турбинных ступеней в Ansys CFX 19.2. Проводится верификация численных моделей путем сравнения с экспериментальными данными, полученных по результатам травесирования потока за ступенью турбины.

Основные результаты. В каналах сопловых решеток вследствие вторичных явлений периферийный поток перетекает от выпуклой к вогнутой части профиля лопатки по торцевой периферийной поверхности [2]. Серповидная форма пера лопатки способствует подавлению указанного вторичного явления, что приводит к снижению профильных потерь. Вместе с тем происходит увеличение пристенного слоя, которое может приводить к дальнейшему отрыву потока и росту вторичных потерь.

Поверхности лопаток с криволинейной осью должны оказывать такое воздействие на поток, при котором происходит генерирование радиальных составляющих скоростей, направленных к периферии в верхней части лопаток и к краю решетки в её нижних сечениях [3]. При этом профильные потери несколько возрастают, а вторичные потери из-за воздействия радиальных

течений сильно сокращается по сравнению с их величинами в случае с прямолинейными лопатками.

Выводы. КПД ступени с лопатками, спрофилированными указанным образом с криволинейной осью должен быть выше, чем КПД ступени с обычными лопатками, из-за снижения вторичных потерь кинетической энергии [4]. Лопатки с криволинейной осью выгодно устанавливать в последней ступени турбины, поскольку каналный вихрь за ступенью с криволинейными лопатками может оказывать негативное влияние на аэродинамические характеристики последующих ступеней.

ЛИТЕРАТУРА

1. Венедиктов В.Д., Руденко С.В., Колесов А.Н. Экспериментальное исследование сопловых решеток с криволинейными лопатками. – Журнал теплоэнергетика, 2005. – № 11. – С. 30-34.
2. Батулин О.В., Матвеев В.Н. Расчетное исследование влияния тангенциального наклона сопловых лопаток на газодинамическую эффективность. Вестник Самарского государственного аэрокосмического университета. 2008. – № 3. С.114.
3. Tabias, W.Z., Curkovic O. Comparison of 2D and 3D airfoils in combination with non-axisymmetric end wall contouring: part 1 experimental investigations. 2016. – P. 12.
4. Тарабашук Д.А. Газотурбинная установка мощностью 12 МВт: выпускная квалификационная работа бакалавра: направление 13.03.03 «Энергетическое машиностроение»; образовательная программа 13.03.03_02 «Газотурбинные, паротурбинные установки и двигатели» URL: <https://elib.spbstu.ru/dl/3/2020/vr/vr20-2226.pdf/info.3>

УДК 621.331

В.П. Петрушина, В.В. Янчук
Белорусский национальный технический университет

МЕРОПРИЯТИЯ ПО МОДЕРНИЗАЦИИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ БЕЛОРУССКОЙ ЖЕЛЕЗНОЙ ДОРОГИ

Основной составляющей транспортных коммуникаций Республики Беларусь является железнодорожный транспорт. Поскольку железная дорога потребляет достаточно большое количество электрической энергии, и основная часть затрат приходится на электрификацию, мероприятия по энергосбережению являются актуальной проблемой [1].

Одной из основных задач электроснабжения и электрификации железной дороги является непрерывное снабжение объектов железной дороги электрической энергией, а также организация надежной работы линий электропередач и устройств контактной сети с учетом внедрения новых технологий в области электроэнергетики и железнодорожного транспорта.

Энергохозяйство Белорусской железной дороги по электрификации и электроснабжению включает в себя 7 дистанций: Минскую, Барановичскую, Брестскую, Могилевскую, Гомельскую, Витебскую и Оршанскую. Длина электрифицированных участков железной дороги составляет 1264 км (примерно 23% от общей протяженности дороги): на переменном токе – 1237,6 км, на постоянном – 26,4 км. Протяженность воздушных линий электропередач на

напряжение 6-10 кВ составляет 6554 км, кабельных линий на напряжение 6-10 кВ – 1371 км [2].

Современными программами по модернизации электроснабжения и электрификации Белорусской железной дороги являются: применение современных технологий и оборудования; выпуск и импорт продукции на предприятиях Белорусской железной дороги; совершенствование существующих линий электропередач, тяговых и трансформаторных подстанций; ввод в эксплуатацию новейшей техники для диагностики электротехнического оборудования, контактной сети и кабельных линий.

В настоящее время на Белорусской железной дороге стоит задача снижения потребления энергетических ресурсов не менее, чем на 60 тыс. т у.т. Помимо этого до 16% котельно-печного топлива планируется заменить местными или альтернативными видами топлива. Доля возобновляемых энергетических ресурсов должна составить более 11%.

Выделяют следующие направления энергосбережения: обеспечение надежности энергоснабжения процесса перевозок железнодорожного транспорта; ввод в эксплуатацию новой техники для обеспечения перевозок в грузовом и пассажирском движении; использование автоматизированного сбора данных электроэнергии по всем видам деятельности; снабжение электрической энергией железнодорожных участков; внедрение возобновляемых источников энергии; замена энергоэффективного осветительного оборудования, т.е. замена люминесцентных светильников на светодиодные в рабочих помещениях и площадях организаций [3,4].

Повышения энергоэффективности процесса перевозок можно достичь при помощи ввода в эксплуатацию нового современного подвижного состава и электрооборудования, а также отмены поездов региональных линий экономкласса при малом количестве пассажиров.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Хорошевич, А. А. Актуальность развития инфраструктуры электрического железнодорожного транспорта / А. А. Хорошевич // Сб. науч. статей студентов, магистрантов, аспирантов. Выпуск 16. Экономика и экономические науки / БГУ ; сост. С. В. Анцух; под общ. ред. В. Г. Шадурского. – Минск, 2016. – С. 265–267.
2. Бурдасов, Б. К. Системы электроснабжения и преобразователи для пассажирских вагонов / Б. К. Бурдасов, С. А. Нестеров // Вагонный парк. – 2012. – № 6. – С. 33-39.
3. Официальный сайт Белорусской железной дороги [Электронный ресурс] Режим доступа: <https://www.rw.by/>. – Дата доступа: 09.04.2021.
4. Новикова О.В., Ортикова Ю.В. Оценка результативности государственных программ обновления основных фондов в энергетике. Национальные интересы: приоритеты и безопасность. 2021. Т. 17. № 3 (396). С. 538-555.

ОЦЕНКА ПОТЕНЦИАЛА СОЛНЕЧНОЙ ЭНЕРГИИ РЕСПУБЛИКИ
БЕЛАРУСЬ НА ПРИМЕРЕ МСТИСЛАВСКОГО РАЙОНА

Введение. Согласно ежегодному докладу Международного агентства по возобновляемым источникам энергии (IRENA) в 2020 году суммарная установленная мощность электрических станций, работающих на ВИЭ, достигла 2799 ГВт, что соответствует 36,6% установленной мощности мировой энергосистемы [1]. Установленная в 2020 году установленная мощность всех источников ВИЭ составила 392 МВт, а годовой прирост – 16 МВт. Подобный объем экологически безопасных энергетических источников достаточно мал для современного общества. С учетом возможности потенциального изменения климатических условий в связи с преимущественным воздействием объектов традиционной энергетики на окружающую среду, необходимо увеличивать присутствие ВИЭ в энергетическом балансе страны.

Актуальность. Согласно принятому пакету программ развития Республики Беларусь на 2021– 2025 годы на территории страны должны максимально использоваться ВИЭ для нужд электроснабжения населения и промышленных предприятий. В настоящее время доля установленной мощности СЭС меньше 1%, однако потенциал страны в данной области намного больше.

Цель исследования. Анализ возможных площадок установки солнечных электрических станций (СЭС) на территории Мстиславского района Могилевской области. Объектом исследования является солнечная энергетика Республики Беларусь, а предметом исследования является совокупный энергетический потенциал четырех площадок СЭС на территории Мстиславского района. С учетом поставленной цели в исследовании решались следующие задачи:

1. Выбор площадок (в данной работе – 4) для установки СЭС.
2. Расчет основных показателей солнечной активности выбранных площадок.
3. Расчет технического потенциала электроэнергии солнечного излучения для каждой площадки.

Рациональное использование солнечной энергии предполагает предварительную оценку ее ресурса. Данные метеорологических наблюдений для определения ресурсов взяты из открытой базы данных NASA [2]. В качестве потенциальных площадок размещения СЭС были выбраны 4 площадки на территории Мстиславского района Могилевской области; выбор велся по общепринятому алгоритму [3]. Выбранные площадки находятся достаточно близко друг относительно друга, что упрощает расчет. Средние значения инсоляции (E_i) приведены в таблице 1.

Таблица 1: Среднее значение инсоляции на единицу горизонтальной поверхности по месяцам для выбранных площадок, кВт·ч/м²

д. Кудричи	д. Ширки	д. Космыничи	д. Шамовщина
21,13	21,41	21,41	21,13
41,42	41,98	41,98	41,70
88,68	89,52	89,52	89,24
121,49	121,21	121,21	121,21
171,53	172,36	172,08	172,08
183,48	184,59	184,31	184,04
178,75	179,87	179,87	179,59
147,06	147,06	147,06	146,23
93,41	93,13	93,41	93,13
47,82	47,26	47,26	47,54
17,24	17,24	17,24	17,24
12,51	12,51	12,51	12,51

Для расчета технического потенциала солнечной энергии используем следующую формулу [4]:

$$W_{ТФ} = \sum_i W_{ТФi}; \text{ при } i = 1..12, \quad (1)$$

где $W_{ТФ}$ – потенциал электроэнергии солнечного излучения на выбранной территории в i -й месяц (технический).

$$W_{ТФ} = E_i \cdot k_{\Phi} \cdot q \cdot S \cdot \eta \cdot [1 - \chi(T_i - T_1)] \quad (2)$$

где η – КПД фотоэлемента; χ – температурный градиент КПД; $q \leq 0,01$ и $k_{\Phi} = 0,1$ принимается на основе опыта европейских стран; T_i – среднемесячная рабочая температура фотопреобразователя, которая находится по выражению [4,5]:

$$T_i = \frac{\frac{E_i}{t_{ci}} [\alpha - \eta \cdot (1 + \chi \cdot T_i)] + (\lambda) \cdot T_{oi}}{(\lambda) - \frac{E_i}{t_{ci}} \cdot \eta \cdot \chi} \quad (3)$$

где α - коэффициент поглощения солнечного излучения фотопреобразователями; T_{oi} – среднемесячная температура окружающей среды в дневное время; K ; t_{ci} – число солнечных часов в месяце, ч (таблица 2). Результаты расчета технического потенциала солнечной энергии сведены в таблицу 3.

Таблица 2: Исходные данные для расчета

Параметр	Январь	Март	Май	Июль	Сентябрь	Ноябрь
T_{oi}, K	267,85	274,75	286,65	291,35	286,05	273,85
$t_{ci}, ч$	29	92	243	219	219	81
Параметр	Февраль	Апрель	Июнь	Август	Октябрь	Декабрь
T_{oi}, K	269,95	280,05	290,55	290,85	279,35	271,55
$t_{ci}, ч$	38	177	279	282	135	38

Таблица 3: Результаты проведенного расчета по выявлению технического потенциала солнечной энергии выбранных площадок по месяцам, кВт·ч

Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь
811,7	1451,4	4680,8	9453,0	14373,2	15502,2
Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
11916,0	14995,3	9626,4	11309,7	866,1	637,8

Выводы. Выбранные площадки обладают достаточным солнечным потенциалом для стабильного обеспечения электрической энергией потребителей. Полученные результаты указывают на целесообразность строительства СЭС в данном районе Беларуси. Мстиславский район обладает не самыми высокими показателями солнечной инсоляции в Республике Беларусь, именно поэтому полученные результаты важны для предварительной оценки потенциала нашей страны.

ЛИТЕРАТУРА

1. Renewable Capacity Statistics 2021 [Электронный ресурс]. - Режим доступа <https://www.irena.org/publications/2021/March/Renewable-Capacity-Statistics-2021>.
2. NASA Surface meteorology and Solar Energy [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <https://earthdata.nasa.gov/eosdis/daacs/asdc>.
3. П. П. Безруких, Д. С. Стребков Возобновляемая энергетика: стратегия, ресурсы, технологии / М.: ГНУ ВИЭСХ, 2005. 264 с.
4. Н. В. Зубова, В. А. Шевченко Оценка потенциала солнечной энергии Чукотского автономного округа // АгроЭкоИнженерия. 2018. №2 (95). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/otsenka-potentsiala-solnechnoy-energii-chukotskogo-avtonomnogo-okruga>
5. Абросимов Н.В., Аксютин О.Е., Алешин А.В., Алешин Н.П., Ахметханов Р.С., Барিশполец В.А., Барышов С.Н., Белов П.Г., Бобров Ю.В., Большаков А.М., Бондур В.Г., Ботвина Л.Р., Бринчук М.М., Буйновский С.Н., Бурков В.Н., Васильев Г.Г., Васильчук М.П., Власов Ю.В., Гаденин М.М., Гетман А.Ф. и др. Безопасность России. правовые, социально-экономические и научно-технические аспекты. Научные основы промышленной безопасности. Совет Безопасности Российской Федерации; Российская академия наук; Министерство Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий; Министерство науки и высшего образования Российской Федерации; Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору; Российский научный фонд. Москва, 2019.

УДК 620.92

М.А. Ри, Н.А. Забелин

Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

ОЦЕНКА ПОТЕНЦИАЛА ГЕОТЕРМАЛЬНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В РОССИИ

Введение. В связи с постоянным ростом потребления электрической и тепловой энергии, ограниченностью запасов углеводородного топлива, невысокой суммарной мощностью источников солнечной и ветровой энергии, изучение и развитие геотермальной энергетики в долгосрочной перспективе может стать решением вероятных энергетических проблем будущего.

Актуальность. Потенциал геотермальных ресурсов очень велик. Несмотря на то, что геотермальная энергетика составляет 0.5 процентов от мировой [1], каждый год потенциал растет на два-три процента. Объем Земли составляет примерно 1085 млрд. куб. км, и весь он, за исключением тонкого слоя земной коры имеют очень высокую температуру [2].

На сегодняшний день суммарная мощность только геотермальных электростанций составляет больше 12 ГВт. Среди крупнейших производителей-

США (0.3% от общего производства электроэнергии), Филиппины (27%), Мексика (3%), Италия, Исландия (30%), Кения (11.2%), Япония (0.1%) [3].

Цели работы. Анализ потенциала геотермальных ресурсов России, поиск перспективных методов получения геотермальной энергии.

Методы исследования. В рамках проводимой работы применялся аналитический метод исследования- проводился анализ данных геотермальных источников, полученных геологами, гидрогеологами и теплофизиками СССР\РФ в течение последних 50 лет.

В 11 регионах России разведано 66 геотермальных месторождений с температурами на устье скважин от 40 до 300 градусов Цельсия [3]. Половина из них используется для потребителей: поставляется 1.5 Гкал теплоты в год, что сравнимо с 300 тыс. тонн условного топлива.

Одним из наиболее перспективных регионов России для развития геотермальной энергетики является Камчатский край. На Камчатском полуострове, помимо 11 крупных высокотемпературных парогидротермальных систем, размещено около 150 групп низкопотенциальных источников маломинерализованных вод, в основном Cl-Na состава [4].

В таблице 1 проиллюстрировано состояние изученности низкопотенциальных систем:

Таблица 1: Высокотемпературные гидротермальные источники Камчатки

Месторождение	Вынос тепла (МВт)	Температура резервуара °С	Объем резервуара км ³	Тепловая энергия в резервуаре, 10 ¹⁸ Дж
Кошелевское	314	220	37,5±11,2	22,27±6,7
Нижне-Кошелевское	104	220	17,5±5,2	100±30
Паужетское	104	200	45±13,5	25,8±7,73
Ходуткинское	122	200	30±9	16,2±4,8
Мутновское	546	220	80±24	47,5±14,2
Северо-Мутновское	129	220	30±9	17,82±5,3
Больше-Банное	79	200	15±4,5	8,1±2,43
Карымское	146	200	37,5±11,2	20,25±6,1
Киреунское	24,5	200	17,5±5,2	9,45±2,83

При возможном использовании паротурбинной установки с термическим КПД $\eta_t \approx 0,1$ и относительным внутреннем КПД $\eta_{вн.отн.} \approx 0,85$ полезная мощность на Кошелевском месторождении с выносом теплоты $Q=314$ МВт может составлять:

$$N = Q \cdot \eta_t \cdot \eta_{вн.отн.} = 26,69 \text{ МВт}$$

Освоение высокотемпературных гидротермальных источников на Камчатке позволит частично заменить используемые в настоящее время дизельные электростанции с дорогостоящим топливом и крайне низкой степенью экологичности. Десятки дизельных электростанций (более 40) производят суммарно 160 МВт.

В настоящее время Камчатка – единственный регион страны с действующими ГеоТЭС. В России множество скважин используются неэффективно, тратя теплоту на обогрев населённых пунктов и теплиц. Подобная ситуация может быть обусловлена, в первую очередь, отсутствием экономической выгоды ввиду географической удаленности геотермальных районов страны, слабым развитием инфраструктуры, небольшим количеством населения, вероятно высокой степенью сейсмической активности, невозможностью эффективно воспользоваться энергетическим потенциалом низкотемпературных источников.

Выводы. Проектирование геотермальных электростанций с бинарным циклом Ренкина на органическом низкокипящем рабочем теле (пентаны, углеводороды, хладоны, CO₂ и др.) в совокупности с новыми методами разведки и бурения месторождений, такими как электрические, акустикокационные и другие, позволят в скором будущем экономически обоснованно и эффективно с энергетической точки зрения использовать многочисленные геотермальные источники для производства электрической энергии, уменьшить первоначальную стоимость проектов геотермальной энергетики, повысить эффективность геологических изысканий и работ, а также инвестиционную привлекательность этой отрасли в целом.

ЛИТЕРАТУРА

1. Геотермальная энергетика: как тепло Земли превратили в эффективный энергоресурс/ Блог компании Toshiba / Хабр [Электронный ресурс]. URL: <https://habr.com/ru/company/toshibarus/blog/442632/> (дата обращения: 28.11.2020).
2. Елистратов В.В. Использование возобновляемой энергии : учеб. пособие / В.В. Елистратов.– СПб. : Изд-во Политехн. ун-та, 2008. – 224 с.
3. Verman E. R. Геотермальная энергия / E. R. Verman, под ред. Маврицкий Б.Ф., NOYES DATA-е изд., Москва: Издательство «МИР», 1975. 208 с.
4. Конов В.И., Поляк Б.Г. Х. М. Д. Гидротермальные ресурсы России // Научно-технический журнал «Георесурсы». 2005. С. 29–33.

УДК 620.91+620.97+620.98

Е.А. Гришкова¹, М.Д. Шипицина¹, Н.К. Казанцев¹, А.Ф. Сахибгареев¹,
И.Д. Налетов^{1,2}

¹Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого
²ПАО «ТГК-1»

ОСОБЕННОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЭНЕРГИИ ВЕТРА В ПРОМЫШЛЕННОСТИ РОССИИ

Введение. Основной объем энергии человечество получает за счет ископаемых источников энергии, таких как уголь, нефть, природный газ и торф. В процессе их добычи и переработки происходит загрязнение атмосферы, гидросферы и литосферы. При этом потребление энергии растет ежегодно. Поэтому нужно развивать уже имеющиеся электростанции, работающие за счет альтернативных источников энергии, в первую очередь – ветра, и создавать новые для улучшения экономической и экологической ситуаций в России [1].

Актуальность. Районы, располагающие наибольшим количеством полезных ископаемых для получения топлива, страдают от постоянно прогрессирующих проблем: загрязнение окружающей среды радиоактивными и токсичными веществами, ухудшение гидрологического режима водоемов, парниковый эффект и многое другое. И одним из решений выступает развитие более экологически чистых видов производства энергии, в частности использование ветровых электростанций, как одних из самых эффективных и универсальных. Ветроустановки идеальным образом вписываются в состав радикальных средств решения общих проблем, стоящих перед человечеством: энергетика и экология [2].

Цель исследования. На основе анализа затраченных и полученных ресурсов в ходе преобразования ветровой энергии в электрическую, уровней скорости ветра в стране и экологического фактора разработать предложения повышения экономической и экологической эффективности энергетической промышленности России.

Как видно из таблицы 1, Китай занимает лидирующую позицию по выработке электричества посредством ВЭС в мире. В среднем 1 кВт электроэнергии в Китае стоит 8,3 цента, в то время как, например, ВЭС Ганьсу обошлась государству в 17,5 миллиарда долларов, и ежегодно она вырабатывает около 7965 МВт. По усредненным расчетам этот грандиозный проект окупится через не менее, чем 7 веков, с начала эксплуатации. В то время как в России выработка 1 кВт электроэнергии при сжигании 0,45 кубометров природного газа будет обходиться государству примерно в 2 рубля, но в разрезе реальных энергоблоков, генерирующих электрическую энергию, мощность достигает 300 МВт, которые обходятся в среднем уже в 600 000 рублей. Учитывая ежегодное повышение стоимости добычи природного топлива и отсутствие пагубного эффекта использования ветровой энергии на окружающую среду, эти цифры подталкивают нас к развитию ветровой энергетики в России [3].

Таблица 1. Общие сведения о самых мощных ВЭС в мире.

Название	Расположение	Мощность, МВт (за год)	Начало эксплуатации, г
Ганьсу	Китай, Цзюцюань	7965	2009
Муппанда	Индия, Каньякумари	1500	2011
Джайсалмер	Индия, Джацалмер	1064	2001

Также следует упомянуть о том, что ветрогенерация является настолько доступной, что буквально каждый может соорудить собственный ветрогенератор в домашних условиях. Стоимость уже готовой автономной ВЭС, вырабатывающей 1,5-2 кВт*ч, примерно 90-110 тысяч рублей, что может оказаться экономически выгодным при ее использовании, например, несколькими семьями, и благоприятным для экологии.

Для того, чтобы получить наибольшую выгоду от ВЭС нужно учесть множество факторов, влияющих на эффективность ветра как источника энергии для человека. Важнейшим из них является географическое расположение

ветрогенераторов. На рисунке 1 приведена карта РФ, демонстрирующая скорость ветра в различных ее областях. Из нее видно, что самыми благоприятными местами для проектирования ВЭС являются: прибрежные территории северных, Черного, Каспийского и Азовского морей, полуостров Камчатка, остров Сахалин, внутренняя территория страны от Волги и Дона до Карелии, Алтая и Тувы. Все эти районы выделены темно-серым цветом.



Рисунок 4 – Карта скорости ветра по России

Выводы. Использование существующего потенциала ТЭК России - наиболее действенный путь развития экономики и улучшения экологической ситуации. Ветроэнергетика в РФ – перспективная отрасль для генерации зеленой энергии. Анализ экономического, экологического и географического факторов позволяет спрогнозировать значительные преимущества страны для развития ВИЭ. При целевом инвестировании в ветрогенерацию не только улучшится экологическое состояние, но и экономика страны получит новые возможности для развития в целом.

ЛИТЕРАТУРА

1. Ветрогенераторы, солнечные батареи и другие полезные конструкции. А.Н. Кашкаров, ДМК-Пресс, 2012 г.
2. Ветроэнергетика. П. П. Безруких, Москва, ИД «Энергия», 2010 г.
3. Е.А.Гришкова и др. Особенности использования солнечной энергии в Российской Федерации. Современные технологии и экономика в энергетике (МТЭЕ – 2020): материалы междунар. науч.-паркт. конф., 23 апреля 2020 г. – СПб. : ПОЛИТЕХ-ПРЕСС, 2020. – 170 с.

УДК 621.6

А.И. Крупенин, В.В. Барсков

Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

СОЗДАНИЕ ПЕРСПЕКТИВНОЙ ГАЗОТУРБИННОЙ УСТАНОВКИ ДЛЯ ОПРЕСНЕНИЯ МОРСКОЙ ВОДЫ

Достаточная часть населения мира (около 30%) живет в странах, где наблюдается дефицитная ситуация с пресной водой. На основе многочисленных проведенных исследований по данной проблеме, экспертами был сделан прогноз, согласно которому к 2025 году количество стран с нехваткой воды может увеличиться до двух третей. По подсчетам запасы пресной воды на нашей планете составляют около 2 – 2,5%. Доля морской воды, в свою очередь,

составляет около 98% имеющихся водных ресурсов на Земле. Актуальным решением данной проблемы является опреснение соленых вод Мирового океана. Целесообразность этого пути обосновывается тем фактом, что 60% населения планеты живет в приморской полосе. Лидирующими странами по использованию и внедрению технологий опреснения являются Саудовская Аравия и Израиль [1].

На сегодняшний день существует множество способов опреснения, многообразие которых обусловлено тем, что нет универсального и приемлемого для различных условий метода. При опреснении следует учесть весомость энергетики и экологии опреснения. Два основных типа технологий, которые используются в мире для опреснения, могут обобщенно классифицироваться как термические и мембранные. Существуют также методы химические, биологические, электрические и др.

Самым популярным способом является мембранная технология обратного осмоса (RO). Термическая дистилляция также играет важную роль на текущем рынке водоснабжения благодаря 24 млн. м³/день опресненной воды, производимой во всем мире, что составляет 27% общего мирового потенциала. Востребованными методами являются: многоступенчатое мгновенное выпаривание (MSF) и многоколонная дистилляция (MED) [2].

MED является одной из самых производительных технологий. Данный способ может быть осуществим за счет утилизации выхлопных газов газотурбинной установки (ГТУ) в котле испарителе. Метод MED основывается на испарительных и конденсационных процессах в ряде камер, называемых эффектами (2 – 16). Подача морской воды в камеры может иметь прямую, обратную или параллельную конфигурацию. В этих камерах вода нагревается и сжимается до высокой температуры и высокого давления. По мере того, как вода постепенно проходит через камеры, давление снижается, в результате чего вода быстро закипает. Пар, представляющий собой пресную воду, образуется в каждой камере в результате кипения, а затем конденсируется и собирается. В результате получаются: дистиллированная вода и физиологический соляной раствор (рассол) [3,4].

Целью исследования являлось проектирование и расчет установки по опреснению морской воды гибридным методом многоколонной дистилляции и обратного осмоса с помощью ГТУ НК – 16 – 18 СТ с модификацией, работающей на привод электрогенератора, а также разработка технико – экономического обоснования реализации проекта в России.

Исходные данные и результаты исследования сведены в таблицы 1 и 2 соответственно.

Таблица 1: Исходные параметры ГТУ

Полезная мощность, МВт	18
Эффективный КПД, %	29
Температура выхлопных газов, К	681,4
Расход, кг/с	97,9
Давление на выходе, МПа	0,087

Таблица 2: Полученные технико-экономические показатели

Показатель		Технологии	
		MED	RO
Производительность (10 ³ м ³ /день)		5,42	10,31
Вид закачиваемой воды		Морская	Морская
Соленость входной воды, %		3,44	3,44
Требования к обработке воды		Низкие	Высокие
Качество получаемой воды (промилле)		10	400
Потребление энергии	Потребление электричества насосами (кВт · ч/м ³)	2,1	8
	Общее электрическое потребление (кВт · ч/м ³)	17	
	Тепловое потребление (МДж/ м ³)	200	—
Тип технологии		КУ – СТУ – 18 (вертик. конф.), Кол-во эффектов — 4, параллельная подача.	Проточная конф., кол-во рядов 2
Коэффициент восстановления		0,25	0,42
Тенденция роста технологии		Высокая	Высокая
Срок службы (лет)		25	15
Цена (\$/м ³)		0,52 – 1,5	0,45 – 1,72

Предложенный способ опреснения многоколонной дистилляцией с его модификацией совместно с установкой опреснения обратным осмосом, с отводом пара инъекции и последующим впрыском в камеру сгорания (4% от объема, подаваемого в камеру сгорания воздуха), являются перспективными как с технической, так и с экономической точек зрения. Разработанные решения привели к повышению мощности ГТУ на 5 МВт, повышению эффективного КПД на 2% и снижению стоимости одного кубического метра опресненной воды до уровня 0,52 – 1,5 доллара США, что сопоставимо с лучшими мировыми аналогами.

ЛИТЕРАТУРА

1. Nassrullah H. et al. Energy for desalination: A state-of-the-art review // Desalination. Elsevier B.V., 2020. Vol. 491. P. 114569.
2. Nannarone A., Toro C., Sciubba E. Multi-Effect Distillation Desalination Process: Modeling and Simulation // Proceedings Of Ecos 2017 - The 30th International Conference On Efficiency, Cost, Optimization, Simulation And Environmental Impact Of Energy Systems July 2-July 6, 2017, San Diego, California, Usa
3. Islam M.S. et al. Desalination Technologies for Developing Countries: A Review // J. Sci. Res. Bangladesh Journals Online (JOL), 2018. Vol. 10, № 1. P. 77–97.
4. Datsgerdi H.R., Chua H.T. Thermo-economic analysis of low-grade heat driven multi-effect distillation based desalination processes // Desalination. Elsevier B.V., 2018. Vol. 448. P. 36–48.

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ГАЗОТУРБИННЫЕ УСТАНОВКИ С ВНЕШНИМ
ПОДВОДОМ ТЕПЛОТЫ

Введение. На сегодняшний день в России наблюдается тенденция по наращиванию энергетических установок малой мощности. Данная тенденция обусловлена стратегией долгосрочного развития энергетического машиностроения до 2030 года, где преследуется цель ликвидации отставания генерирующих мощностей, а также осуществить плавный переход от централизованной системы энергоснабжения к распределенной с наименьшими экономическими потерями. Наиболее подходящим вариантом для данного перехода являются энергетические установки малой мощности—микротурбинные установки (МТУ).

Актуальность. МТУ помогает решить проблему освоения труднодоступных районов крайнего Севера и Сибири, а также сам переход от централизованной энергетики к распределенной с помощью микротурбинных установок будет проходить с наименьшими экономическими затратами, так данное производство можно реализовывать на существующих турбостроительных предприятиях.

Цель исследования. Выявление наиболее перспективных газотурбинных установок с внешним подводом теплоты. Объектом исследования является микротурбинные установки, а предметом исследования является расчет тепловых схем. С учетом поставленной цели в исследовании решались следующие задачи:

1. Выбор оптимального варианта исполнения тепловой схемы
2. Произвести расчет данной схемы
3. Произвести расчет теплообменных аппаратов

Во многом из-за проблем, существующих в энергетической отрасли, началось активное развитие энергетических установок малой мощности. Изучение и изготовлением подобных установок занимаются во многих странах: США, Италии, и России.

Так, например, компания Ansaldo Energia производит микротурбинные установки с внешним подводом теплоты, где роль камеры сгорания выполняет трубчатая конструкция, которая позволяет соединить установку с высокотемпературным теплообменником. Тепловая схема данной установки представлена на рисунке 1 [1].

теплообменников: трубчатый, пластинчатый и пластинчато-ребристый. Основным критерием было достижение оптимальных массогабаритных характеристик, так как речь идет о микротурбинах [3]. Подобное сравнение представлено в таблице 1.

Таблица 1: Массогабаритные характеристики рекуператора

Характеристика	Тип теплообменного аппарата			Единица измерения
	трубчатый	пластинчатый	пластинчато-ребристый	
Объем	0,016	0,042	0,118	м ³
Масса	197	27,13	32,25	Кг
Компактность	252,2	285,71	282,55	1/м
Площадь поверхности теплопередачи	4,03	12,19	33,34	м ²

Результаты расчетов. Было установлено, что трубчатый теплообменник обладает наименьшими габаритными характеристиками, однако он получился слишком металлоемким, поэтому более оптимальным вариантом является теплообменник пластинчатого типа. Также при расчете тепловой схемы было установлено, что общий КПД установки равен 33,1%.

Выводы. Микротурбинные установки с внешним подводом теплоты помогут решить целый ряд проблем, а также создать задел для будущих исследований. В частности, задел для безопасной и эффективной утилизации биомассы, с получением как тепловой, так и электроэнергии. Также данные ГТУ помогут плавно совершить переход от централизованной энергосистемы к распределённой с малыми затратами.

ЛИТЕРАТУРА

1. AET100 Externally Fired Micro Turbine// IEA URL: <https://www.ansaldoenergia.com/businesslines/newunits/microturbines/ae-t100e>
2. TA 100 RCHP микротурбинная установка для комбинированного производства тепла и электроэнергии.” http://www.microturbines.ru/pdf/ta_100.pdf
3. Myakishev, N., Laptev, M., Pekarskii, A., Barskov, V., Rassokhin, V., Chernikov, V., Semakina, E., Yadikin, V., Matveev, Y., & Smetankin, A. (2020). Review of the current state of research of microturbine units. IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, 986(1). <https://doi.org/10.1088/1757-899X/986/1/012061>

УДК 621.6.028

В.С. Суворова¹, М.Д. Шипицина¹, Е.А. Гришкова¹, Е.А. Чупрова^{1,2},
О.В. Логинова^{1,2}, Д.А. Богдашкин²

¹Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого
²ПАО «ТГК-1»

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ПРОИЗВОДСТВА ВОДОРОДА В РОССИИ.

Введение. На сегодняшний день основная доля выработки электроэнергии приходится на ТЭЦ, топливом для которых является природный газ, однако в удаленных регионах России до сих пор используется уголь и мазут. Данные виды

топлива негативно влияют на атмосферу и экологию в целом. В связи с этим мировая энергетика стремится перейти на возобновляемые источники энергии (ВИЭ).

Актуальность. ВИЭ обладает большим потенциалом на территории РФ. Такие источники энергии как ветер и солнце не являются постоянными. Аккумуляторные батареи на большую мощность дорогостоящие. Альтернативным вариантом накопления энергии является водород. Он рассматривается и как энергоноситель, и как средство накопления избыточной электроэнергии, вырабатываемой ВИЭ в период пиковых нагрузок [1].

Цель исследования. Обоснование развития технологий производства водорода в России

Паровой риформинг метана – получение водорода из лёгких углеводородов путём парового риформинга. Данная технология получения водорода является наиболее продвинутой и значительно дешевле технологии «зеленого» водорода. Однако этот процесс сопровождается выбросами CO₂ и поэтому требует использования технологий улавливания и захоронения CO₂ (CCS), что добавляет по меньшей мере 20–40% к себестоимости водорода, производимого методом MSR

Паровая конверсия метана с технологией улавливания CO₂ – система CCS (carbon capture and storage) позволяет извлекать углекислый газ из выхлопных газов. Далее CO₂ транспортируется по трубопроводам к местам хранения и закачивается в подземные резервуары.

Пиролиз – Термическое разложение органических соединений без доступа кислорода, альтернативный перспективный способ производства водорода путем разложения метана на водород и твердый углерод, который является ценным сырьем для промышленности, электротехники, строительства, что позволяет оптимизировать производственные затраты [2]. В перспективе можно использовать метан, получаемый локально из биомассы, отходов промышленности и животноводства, а также сточных вод, что делает их важной частью будущей циркулярной экономики ЕС. Также они могут быть использованы в регионах, где CCUS недоступен, что увеличивает возможности для безуглеродного производства водорода [3].

Электролиз воды – разложение воды на кислород и газообразный водород в результате прохождения электрического тока.

Процесс электролиза (рис.1):

Постоянный ток подается к электродам (аноду и катоду), погруженным в электролит (жидкий проводник);

Под воздействием электромагнитного поля ионы начинают движение к электродам;

Ионы с положительным зарядом двигаются к электроду с отрицательным зарядом (аноду), а отрицательно заряженные ионы соответственно перемещаются к катоду;

Электролиз сопровождается выделением на электродах веществ – водород выделяется на катоде, а кислород – на аноде.

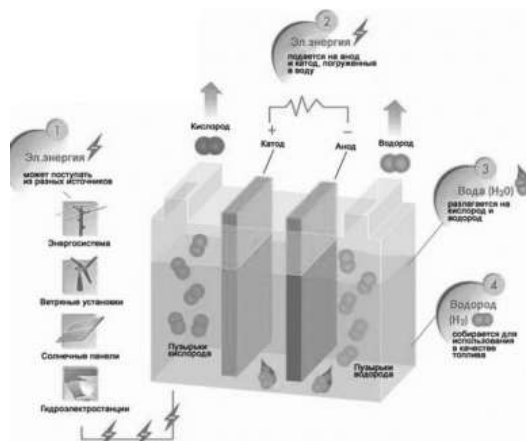


Рис.1 Получение водорода электролизом

Вывод. Таким образом, водородная энергетика обладает огромным потенциалом, поскольку водород присутствует на планете в неограниченном количестве. Важно отметить, что:

1. Водород, произведенный из природного газа с использованием технологии пиролиза метана действительно может быть безуглеродным. Данные технологии не имеют прямых выбросов CO₂, а их косвенные выбросы зависят от углеродного следа природного газа и электроэнергии, используемых для производства водорода;

2. Использование возобновляемой электроэнергии существенно снизит углеродоемкость всего процесса. Следует отметить, что для пиролиза метана потребуется существенно меньше возобновляемой электроэнергии, чем для электролиза воды;

3. При этом пиролиз имеет весомый недостаток – «чистый» только на стадии производства H₂; выход 3 кг ТУ на 1 кг H₂ (можно использовать как добавки в почву/наполнитель или на основных рынках алюминия/стали);

4. Наиболее перспективной технологией производства водорода является электролиз воды, так как позволяет получить “зеленый водород”, который актуален на рынке.

ЛИТЕРАТУРА

1. Конопляник А.А. Персональные размышления на тему о трансформации российской газовой экспортной стратегии на новом этапе, общая дискуссия на 7-м семинаре «Газового диалога» по теме «Трансформация Российской газовой экспортной стратегии на новом этапе» // Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО, Москва. – 2019.;
2. Гимади В., Курдин А., Кутузова А., Звягинцева А., Амираган А., Колобов О., Колобанов С., Антонян Л., Поминова И., Мартынюк А., Подлесная А. Водородная энергетика // Энергетический бюллетень. – 2020. – № 89.;
3. The entire value chain of hydrogen/ 2021 // Linde Engineering – URL: <https://www.linde-engineering.ru/ru/hydrogen/index.html> (дата обращения 14.03.2021).

ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ПАРТНЕРСТВА ПРИ ВНЕДРЕНИИ ТЕХНОЛОГИЙ ПЛАЗМЕННОЙ ГАЗИФИКАЦИИ И ЦИФРОВОГО ДВОЙНИКА НА ТЭЦ

Введение. Благодаря использованию цифровых решений определенные технологические процессы оптимизируются до уровня достаточной рентабельности, и их внедрение становится целесообразным. Рассматривается организационное сопровождение перспективного проекта плазменной газификации отходов, описание которого можно найти в материалах данной конференции.

Актуальность. На сегодняшний день комбинация цифровых решений со специфическими технологическими процессами является вектором развития, позволяющим применить принципиально новые виды производства и усовершенствовать традиционные.

Цель исследования. Выделить организационно-экономическую модель партнерства для компании ПАО «ТГК-1» при внедрении технологии плазменной газификации на Северной ТЭЦ г. Санкт-Петербург с использованием цифрового двойника и программного обеспечения, подключенного к сети Интернет [1].

Описание организационно-экономической модели партнёрства.

Разработанная модель приведена на рис.1. Наиболее перспективными и выгодными формами партнерства в рамках исследования являются государственно-частное партнерство в отношениях между Правительством СПб и ПАО «ТГК-1»; консорциум между ПАО «ТГК-1» и другими партнёрами.

Образующееся на выходе производства вторичное сырьё пригодно к дальнейшему использованию. Далее перечислены типы сырья и компании сбыта: шлак – ООО «Зенит», ЗАО «Картонтоль» и ООО «Аргумент»; синтез-газ – ПАО «Газпром-нефть», ООО «Лоджистик»; сера – ЗАО «Картонтоль» и ООО «Меркурий».

Предполагается создание замкнутого технологического цикла ТЭЦ и завода плазменной газификации отходов.

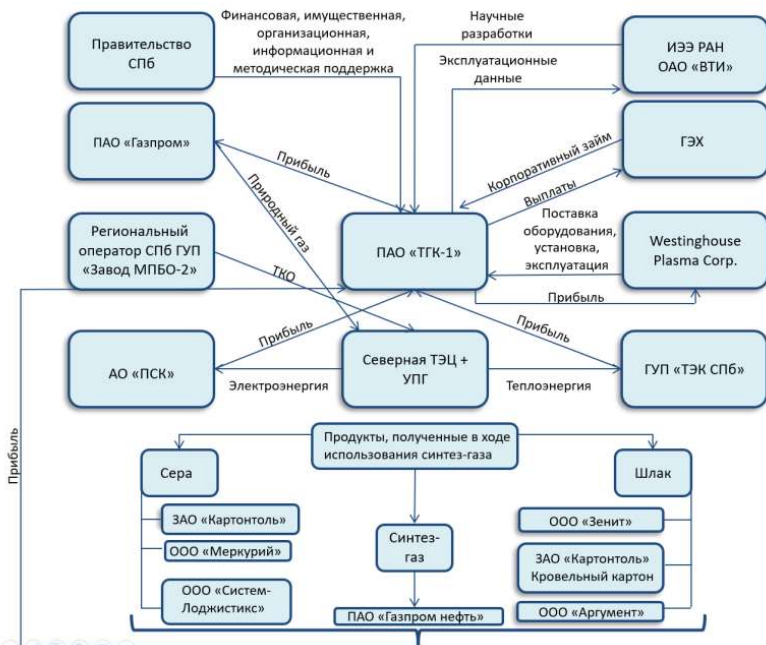


Рисунок 1 – Организационно-экономическая модель партнёрства

При этом учтена возможность поставки отходов определённой энергетической ценности и особенность технологии плазменной газификации, интегрируемой в классическую схему паросилового цикла. Создан прототип модели (рис. 2), который при соединении с дополнительным программным обеспечением поддерживает максимальную производительность системы «энергоблок-газификатор» с учётом всех регулируемых параметров паросилового блока [2].

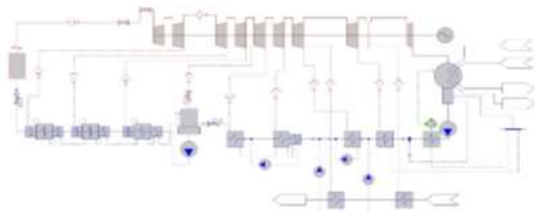


Рисунок 2 – Модель энергоблока Т-100 (в программе United cycle)

В данной схеме рассчитывается сочетание входящих потоков синтез- и природного газов, обеспечивающее номинальную эксплуатацию основного энергетического оборудования. Имитационное моделирование позволяет создать цифровую модель работы паросилового цикла ТЭЦ на сутки вперёд. Эта

модель анализирует энергетическую ценность перерабатываемых отходов и получаемого синтез-газа.

Эффективное взаимоотношение между заводом плазменной газификации и субъектами рынка, производящими отходы в результате деятельности, организовано через специально созданный сайт. Субъекты могут оставлять заявки на утилизацию отходов, типовые параметры которых замерены в момент заключения договора на утилизацию. В зависимости от характеристик отходов, места их расположения, класса опасности программа путем сравнительного анализа выбирает те отходы, переработать которые методом плазменной газификации выгодно с экономической и технологической точки зрения [3].

Остальные заявки перенаправляются региональному оператору обращения с отходами для формальной сортировки и захоронения на полигонах.

Вывод. Рассмотренная организационно-экономическая модель партнерства предлагает способ внедрения технологии плазменной газификации на ТЭЦ компании ПАО «ТГК-1» в максимально динамичном взаимодействии с рынком отходов, благодаря чему будет достигаться максимальная прибыльность и энергоэффективность.

ЛИТЕРАТУРА

1. Технология плазменной газификации Westinghouse Plasma Corporation – [сайт] – 2016 – URL.:http://tsentrspetsstroi.ru/news/tehnologiya_plazmennoy_gazifikatsii/#teh (дата обращения 15.03.2021);
2. И.Д. Налетов, Методика обезвреживания и утилизации особо опасных и токсичных отходов полигона "Красный Бор" / И. Д. Налетов, Н. Т. Амосов // Неделя науки СПбПУ: Материалы научной конференции с международным участием. Институт энергетики, Санкт-Петербург, 18–23 ноября 2019 года / Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого. – Санкт-Петербург:, 2019. – С. 161-163.
3. А.А. Калотик, Д.А. Трещев, Д.Л. Поздеева Утилизация твердых бытовых отходов на ТЭЦ г. Санкт-Петербурга // Научно-технические ведомости СПбПУ. Естественные и инженерные науки. 2019. Т. 25. № 3. С. 59-70;

УДК 621.1

В.И. Дулгер, В.В. Барсков

Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

РАЗРАБОТКА ТЕРМОСТОЙКОГО ПОКРЫТИЯ НА ПЕРО ЛОПАТКИ

Лопатки турбины как правило работают в критических условиях – подвергаются высоким температурам, высоким нагрузкам и высоким уровням вибрации. Все эти факторы могут привести к износу лопаток, что может привести к выходу из строя ГТУ, поэтому лопатки турбины должны быть тщательно спроектированы изготовлены и проверены. Применение современных технологий позволяет решить эту проблему.

Тенденция к увеличению температуры работы газовых турбин обуславливает требование повышения стойкости к высокотемпературным напряжениям. Повышение термической эффективности газотурбинной установки возможно добиться путём увеличения рабочих температур перед

турбиной. При этом, чтобы обеспечить ГТД надежностью и долговечностью, во время работы в тяжелых условиях, связанных с составом топлива, температурой и окружающей средой устанавливаются строгие требования к материалам и технологии получения покрытий, защищающих от высокотемпературных напряжений рабочую часть пера лопатки [1].

Более высокий температурный уровень может быть достигнут за счет высокотехнологичных материалов, наносимых на перо лопатки. Термостойкие защитные покрытия (ТЗП) способствуют ограничению термического воздействия на компоненты конструкции и, таким образом, могут продлить срок службы детали, а также сделать возможным их использование при более высоких рабочих температурах [2].

Основная задача исследований заключалась в сравнительной оценке работы ГТУ с рабочей лопаткой (РЛ) с ТЗП и РЛ без ТЗП. На различных режимах работы ГТУ ТЗП способствует равномерному распределению температур по поверхности пера лопатки, а также уменьшает термические напряжения внутри нее. Периодические перемены температур вызывают большие температурные напряжения, в последствии которых осложняется напряженное состояние поверхностного слоя и образуются трещины.

При разработке и выборе схемы способа покрытия пера лопатки решались следующие задачи:

- обеспечение экономичности выбранного способа;
- обеспечение максимальной технологичности и надежности.

В процессе выполнения исследования были рассмотрены различные методы нанесения ТЗП на детали, подвергающихся высоким температурным напряжениям:

- электронно-лучевое испарение и конденсация в вакууме;
- плазменное и вакуумно-плазменное напыление в динамическом вакууме;
- вакуумно-плазменная технология высоких энергий;
- диффузионное насыщение;
- детонационное напыление.

При разработке и изготовлении ТЗП проявляются сложные зависимости на микроуровне поверхностного слоя. В целях сравнения основных характеристик и работоспособности рабочей лопатки ГТУ с ТЗП и без ТЗП было произведено исследование, при помощи расчета параметров рабочего процесса и основных характеристик ГТУ в программном комплексе «А2GTR». Для исследования были отобраны наиболее распространенные материалы покрытий. Свойства керамического слоя ТЗП представлены в таблице 1. Выбранная структура ТЗП для рабочих лопаток приведена на рисунке 1. На рисунке 2 изображен график зависимости КПД от значений Пк.

Таблица 1: Свойства керамического слоя ТЗП [3]

Компонент ТЗП	Температура °С	$\alpha, 10^{6^{\circ}\text{C}^{-1}}$	Модуль Юнга, ГПа
Керамическое покрытие $\text{ZrO}_2 + \text{Y}_2\text{O}_4$	20	9,1-12,0	48-60
	200	9,2-9,4	47
	400	9,6-10,0	44

	600	10,1-10,4	40
	800	10,6-10,8	34
	1000	10,8-11,7	26



Рисунок 1 – Структура теплозащитной системы [3]

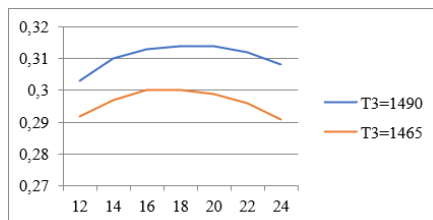


Рисунок 2 – График зависимости КПД от значений P_k

В результате исследования были даны рекомендации по нанесению термостойкого защитного покрытия на перо рабочей лопатки, данное решение позволит повысить термический КПД установки на 1,3% за счет повышения рабочей температуры T_3 на 25К, при этом не изменяя конструкцию лопатки и проточной части.

ЛИТЕРАТУРА

1. Демин, Ф. И. Технология изготовления основных деталей газотурбинных двигателей: учебное пособие [Текст] / Ф. И. Демин, Н. Д. Проничев, И. Л. Шитарев // Самара: Изд-во СГАУ, 2012. — 324 с.: ил.; Библиогр.: С. 320. — ISBN 978-5-7883-0912-5.
2. Sankar V. [и др.]. Optimized Thermal Barrier Coating for Gas Turbine Blades Elsevier Ltd, 2019.С. 912–919.
3. Тамарин Ю.А. Новые технологические процессы ГТД / Ю.А.Тамарин, Е.Б.Качанов // Москва 2008 – С.144–158.

УДК 621.165.3

А.Ю. Твердохлеб, Е.Ю. Семакина
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого.

ВЛИЯНИЕ ПРИНУДИТЕЛЬНОГО ОХЛАЖДЕНИЯ ГАЗОВОЙ ТУРБИНЫ ПАРОВЫМ ПОТОКОМ НА РАБОТУ ДИФFUЗОРА

Введение. Система охлаждения является важной составляющей любой современной газовой турбины, поэтому одна из главных целей для турбостроения – это постоянное совершенствование и усложнение ее конструкции для поддержания конкурентоспособности и максимальной

эффективности установки. Большая площадь поверхности диффузора влечет за собой существенные потери теплоты в окружающую среду. Целесообразно использование парового охлаждения в комбинированных парогазовых установках, так как в этом случае появляется возможность осуществить отбор из паровой турбины [1-3].

Актуальность. На сегодняшний день в качестве теплоизоляции диффузоров газовых турбин активно применяется изоляция их внутренней поверхности. Но у этого способа есть существенные недостатки: ухудшение аэродинамических свойств поверхности выходного устройства, к тому же, это дорогостоящая и сложная технологическая процедура. Таким образом, в целях уменьшения затрат на изоляцию и увеличения эффективности газовой турбины в составе парогазовой установки альтернативой может служить охлаждение наружной поверхности диффузора потоком пара из парового контура [4].

Цели и задачи работы. Оценить влияние принудительного охлаждения выходного диффузора газовой турбины паровым потоком на аэродинамику течения в блоке «Ступень – Диффузор».

Методы исследования. С помощью программного комплекса Ansys CFX и существующих экспериментальных данных выполнить моделирование потока, провести численное исследование для достижения цели работы – оценки влияния парового охлаждения диффузора на его аэродинамические характеристики.

Основные результаты. С использованием в системе охлаждения парового потока существенно уменьшаются потери теплоты в окружающую среду через поверхность диффузора, также увеличивается суммарный теплоперепад, срабатываемый в паровой и газовой турбинах, снижаются потери давления по газу в диффузоре [4].

Выводы. В результате исследования было выяснено, что охлаждаемый выходной диффузор ГТУ комбинированной парогазовой установки с котлоутилизатором может быть технически реализован за счет его охлаждения паром второй ступени перегрева, отбираемым из парового контура ПГУ. Температура наружной поверхности диффузора за счет охлаждения паром может быть снижена с 537 до 200°С [4]. Было установлено, что с помощью парового охлаждения появляется возможность вместо теплоизоляции внутренней поверхности диффузора изолировать только его внешнюю поверхность, благодаря чему значительно уменьшаются тепловые потери и упрощается технология нанесения теплоизоляции.

ЛИТЕРАТУРА

1. Тарасов, А.И. Литвиненко, О.А. Михайлова, И.А., Задачи проектирования систем парового охлаждения газовых турбин // «Вестник НТУ». - 2014. - №12(1055).
2. Кириллов, И.И., Теория турбомашин - 1972. - 536 с.
3. Черников, В.А. Семакина, Е.Ю., Аэродинамические характеристики выходного осевого диффузора стационарной газовой турбины при различных режимах её работы // «Энергетические машины и установки». - 2009. - №2. - С. 41-48.
4. Черников, В.А., Китанин, Е.Л., Семакина, Е.Ю., Китанина, Е.Е., Теоретическое исследование применения выходного диффузора газовой турбины в качестве

УДК 621.663.3

Н.А. Забелин, И.С. Мекуренок
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТУРБИН ПРОТИВОПОЛОЖНОГО ВРАЩЕНИЯ НА МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДАХ ДЛЯ ПРИВОДА НАГНЕТАТЕЛЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА

Введение. В настоящее время в рамках «Энергетической стратегии России на период до 2030 года» наблюдается устойчивый рост протяженности магистральных газопроводов, также постоянно ведется поиск технологий, обеспечивающих повышение эффективности транспорта газа [1]. Одним из способов, позволяющих улучшить технико-экономические показатели газоперекачивающего агрегата, и, в частности, его коэффициент полезного действия, является применение «биротативных» турбин [2].

Актуальность. По сравнению с традиционной схемой, где турбина высокого и низкого давления вращаются с разными частотами, но в одну сторону, схема с противоположным вращением позволяет за счёт изменения угла поворота потока в первой сопловой лопатке турбины низкого давления уменьшить профильные и вторичные потери кинетической энергии по сравнению с турбинами традиционного типа.

Цели и задачи работы. Проанализировать рынок современных газотурбинных установок, применяемых для газоперекачивающих агрегатов на площадках ПАО «Газпром», а также обосновать преимущества, которых можно достигнуть с применением «биротативных» турбин.

Методы исследования. В ходе исследования были применены следующие методы: изучение материалов научных изданий, посвященных этой тематике, применение программного комплекса ANSYS CFX, а также анализ полученных сведений после прохождения практики в ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург».

Основные результаты. В ходе анализа газоперекачивающей техники, применяемой в ПАО «Газпром», было выяснено, что конвертированные авиационные двигатели, отработавшие свой летный ресурс, занимают преимущественное положение в качестве силовой установки для нагнетателей природного газа, что является «плюсом» к применению схемы противоположного вращения, так как турбина компрессора и силовая турбина не связаны механически [3].

Также получены выводы о том, что мощность двух колес, вращающихся в противоположные стороны с окружной скоростью u , будет такой же, как и мощность эквивалентной ступени при вращении колеса с двойной окружной скоростью. Помимо этого, увеличение мощности за счет противоположного

вращения не вызывает ухудшения аэродинамики проточной части по сравнению с обычной ступенью, имеющей окружную скорость $2u$ [4].

В качестве примера выгоды от использования противоположного вращения турбины низкого и высокого давления возьмем распространенный двигатель стационарного типа MS5002E, который успешно применяется на магистральных газопроводах ПАО «Газпром» в качестве газоперекачивающего агрегата «Ладога 32». На основе описанных расчетов и экспериментов [2, 5] можно ожидать повышения коэффициента полезного действия на 0,4%. При эксплуатации на загруженном газопроводе, в цехе которого смонтированы 11 таких агрегатов [6] (КС «Славянская»), экономия топливного газа при приблизительных расчетах составит 367,4 м³/ч, что позволит сэкономить 376 тысяч долларов в годовом выражении (средняя цена экспорта газа в Европу в III квартале 2020 года составила 117 долларов за тысячу кубометров).

Выводы. Выполненный расчетный анализ показал положительный эффект от применения биротативных турбин – прирост внутреннего относительного КПД установки составил 0,4%, что позволит получить значительную экономию. Далее планируется выполнить расчет и проектирование силовой турбины противоположного вращения с целью более детального численного исследования и моделирования потока в программном комплексе ANSYS CFX и дальнейшего развития и применения этой технологии на газоперекачивающих агрегатах следующих поколений.

ЛИТЕРАТУРА

1. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года | Министерство энергетики [Электронный ресурс]. URL: <https://minenergo.gov.ru/node/15357> (дата обращения: 16.11.2020).
2. Лапшин К.Л. Многорежимная оптимизация биротативной газовой турбины турбовального двигателя // Научно-технические ведомости СПбПУ. Сер.: Естественные и инженерные науки. – 2017. – Т. 23, № 3 [Электронный ресурс]. URL: <https://elibr.spbstu.ru/dl/2/j18-39.pdf/info> (дата обращения: 16.11.2020).
3. Аналитика и исследования ассоциации «НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ» Аналитический отчет Выпуск 2 [Электронный ресурс]. URL: <https://docplayer.ru/56785687-Analitika-i-issledovaniya-associacii-novye-tehnologii-gazovoy-otrasli-analiticheskiy-otchet-vypusk-2.html> (дата обращения: 01.11.2020).
4. Кириллов, Иван Иванович - Теория турбомашин [Текст] - Search RSL [Электронный ресурс]. URL: <https://search.rsl.ru/ru/record/01007395920> (дата обращения: 16.11.2020).
5. NASA Technical Reports Server (NTRS) 19840019670: Energy efficient engine: Low-pressure turbine subsonic cascade component development and integration program: NASA Technical Reports Server (NTRS) [Электронный ресурс]. URL: https://archive.org/details/NASA_NTRS_Archive_19840019670/page/n23/mode/2up (дата обращения: 24.11.2020).
6. Грязовец — КС «Славянская» [Электронный ресурс]. URL: <https://invest.gazprom.ru/about/projects/gryazovets-ks-slavyanskaya/> (дата обращения: 04.12.2020).

ПАРАМЕТРИЗАЦИЯ РАБОЧЕЙ ЛОПАТКИ СТУПЕНИ ЛПИ

Введение. Современные графические пакеты (Компас-3D, AutoCAD, Siemens NX, SolidWorks) позволяют конструктору, имеющему базовые навыки в компьютерной графике, с большей точностью и удобством осуществлять процесс проектирования, создавать 3D модели высокой сложности, в том числе при разработке ступеней малорасходных турбин. При этом конструктор не вдаётся как в процессы преобразования энергии и производства непосредственно самих турбинных ступеней, так и в тонкости изменения элементарных отрезков в 3D среде, вследствие чего качество итоговых моделей не всегда соответствует требованиям программ для газодинамического/технологического моделирования типа NX CAM, Ansys CFX и др.

Решение данной проблемы возможно путем разработки и совершенствования методического обеспечения моделирования:

- о Создание двухмерных (2D) параметризованных моделей сопловых и рабочих аппаратов;
- о Трёхмерное твердотельное (3D) параметрическое моделирование аппаратов турбинной ступени.

На сегодняшний день в качестве основных ступеней МРТ используются классические активные ступени, альтернативным вариантом являются ступени ЛПИ, о чём подробно изложено в [1].

Актуальность. Двухмерная параметризация позволяет за короткое время опробовать различные варианты конструктивных схем, изменяя некоторые параметры или геометрические соотношения. Таким образом, представляется возможным избежать принципиальные ошибки.

Трёхмерная параметризация сокращает время проектирования, обеспечивает высокое качество моделей и минимизирует влияние человеческого фактора.

Цель исследования. При помощи новых методик и подходов в инженерном анализе осуществить создание двумерной (2D) и трёхмерной (3D) параметризованной модели турбинной ступени ЛПИ для дальнейших исследований в области повышения эффективности данной ступени.

Ниже в таблице 1 представлены необходимые данные, которые использовались для начала построения. На рисунке 1 представлена полученная развертка лопаток рабочего колеса на среднем диаметре с обозначениями.

Таблица 1 – Исходные данные для построения профиля РЛ

№ п/п	Исходные параметры	Обозначение	Размерность
1	Ширина РК	B_2	мм
2	Угол на входе в лопатку	β_1	градусы
3	Угол на выходе из лопатки	β_2	градусы
4	Радиус входной кромки	r_1	мм
5	Радиус выходной кромки	r_2	мм
6	Шаг в развертке	t_2	мм

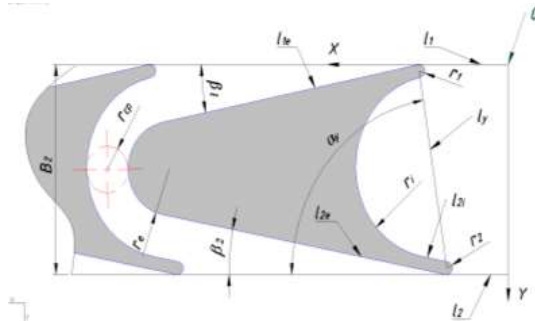


Рисунок 1 – Развертка лопаток рабочего колеса на среднем диаметре.

В зависимости друг от друга определяются все геометрические характеристики для дальнейшей лёгкости в их преобразовании. При изменении одного из параметров автоматически изменяется вся геометрия лопатки для построения нового необходимого профиля.

Выводы. Параметризация ступени ЛПИ с осесимметричными соплами [2, с. 10] позволит открыть больше возможностей для модернизации этих ступеней в плане подбора наиболее оптимальной геометрии. Диссертация Д.В. Паутова [3, с. 36] показывает, что данная ступень имеет преимущество в эффективности, равное 7%, в сравнении с классической ступенью, что отражено на рисунке 2. Вероятно, благодаря параметризации в дальнейшем этот показатель удастся улучшить.

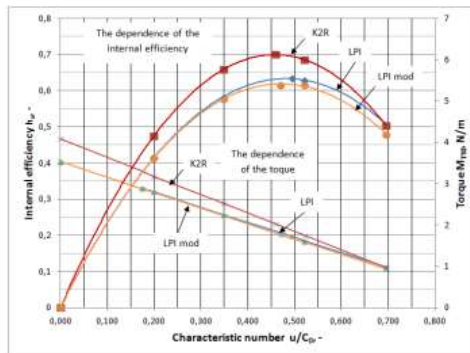


Рисунок 2 [3] – Диаграмма зависимостей.

ЛИТЕРАТУРА

1. А. А. Себелев, Совершенствование малоразмерных турбин с осесимметричными соплами: Диссертация. – Санкт-Петербург: Изд-во СПбПУ, 2017. - 136 с.
2. О возможности создания утилизационных турбогенераторов с осесимметричными соплами для двигателей внутреннего сгорания // IEA URL: <https://elib.spbstu.ru/dl/2/8723.pdf/download/8723.pdf>
3. Pautov D.V., The investigation of the low mass flow LPI turbine by numerical simulation: Master's thesis. – Saint-Petersburg: Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University press, 2015. – 51 p.

УДК 621.6.028

В.С. Суворова¹, М.Д. Шипицина¹, Е.А. Гришкова¹, Е.А. Чупрова^{1,2},
О.В. Логинова^{1,2}, Д.А. Богдашкин²

¹Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого
²ПАО «ТГК-1»

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ХРАНЕНИЯ И ТРАНСПОРТИРОВКИ ВОДОРОДА В РОССИИ

Введение. На данный момент существуют различные технологии получения электроэнергии с помощью ВИЭ. Однако до сих пор не разработали экономически и энергетически эффективные технологии накопления электроэнергии, которые являются ключевыми для развития ВИЭ.

Актуальность. Водородная энергетика – новый вид генерации, в которой водород является накопителем энергии и энергоносителем. Водород – часто встречающийся элемент в различных соединениях. Однако, чтобы получить водород в чистом виде, необходимо производить его с помощью дорогостоящих и энергозатратных технологий. Также возникают проблемы, связанные его хранением и транспортировкой, так как масса водорода в 15 раз легче массы воздуха, а их смешивания приведёт к моментальному воспламенению. Температура сжиженного водорода лежит в диапазоне -252 – (-259) градусов, что усложняет, и как следствие, приводит к удорожанию его транзита. Транспортировка водорода является разновидностью перевозки опасных грузов [1].

Цель исследования. Исследование возможных технологий и способов хранения и транспортировки водорода в России.

Хранение водорода. Способы хранения водорода зависят от его агрегатного состояния. Сжатый газообразный водород - стационарные массивные системы хранения, включая подземные резервуары. Жидкий водород - стационарные и транспортные криогенные контейнеры. Водород в связанном виде - гидриды металлов.

Криогенный сжиженный водород (LH₂) обладает достоинством, заключающемся в большем содержании энергии на единицу объема, а также меньшие потребности в объеме для хранения. Длительное хранение криогенного водорода обуславливается за счет снижения скорости испарения, что обеспечивает изоляцию контейнера для хранения.

Транспортировка газообразного водорода по трубопроводам.

Трубопроводный транспорт является наиболее выгодным способом транспортировки для больших объемов водорода, а также обладает свойствами: меньшие затраты на транспортировки, поскольку не имеет ограничений по температуре; отсутствие негативного влияния на природу; обеспечение безопасности транспортировки в связи с применением ранее созданных трубопроводов для природного газа; хранение газа под землей под давлением [2].

Трубопроводы, несущие природный газ, также способны доставлять газообразный водород, и эти два газа могут даже транспортироваться вместе и разделяться в месте использования. Утечка водорода при транспортировке в 3–3,5 раза больше, чем природного газа, однако энергетические потери приблизительно равны, что связано с различием в теплоте сгорания (1 к 3). Природный газ на выходе можно использовать в качестве топлива.

Извлечение водорода из связанного состояния происходит за счет увеличения числа молекул водорода при использовании мембранных установок (сопутствуется минимальными потерями).

Контейнерные перевозки осуществляются без утечки водорода. Также в данном способе для хранения водорода у потребителей нет необходимости в инфраструктуре. Однако перевозка рациональна только для мелких потребителей, так как ее стоимость достаточно значительна.

Транспортировка жидкого водорода.

Криогенные цистерны имеют следующие свойства: высокая энергетическая плотность, незначительный объем и небольшая стоимость [3].

Транспортировка водорода в связанном состоянии.

Носители характеризуются относительной дешевизной перевозки, использованием ранее созданной инфраструктуры, средними давлением и термодинамическими ограничениями при транспортировке, возможностью в дальнейшем уменьшить цену за хранение.

Вывод. Таким образом, хранение газа в сжатом состоянии зачастую не подходит под ограничения пожарной и взрывоопасной безопасности, а также не удовлетворяет требованиям по массе и размерам. В связи с этим водород в данном агрегатном состоянии почти не перевозится при помощи наземных транспортировок.

Хранение и транспортировка водорода в криогенном виде обладают значительным минусом, поскольку сохраняется вероятность возникновения пожара или взрыва. Данный метод целесообразно использовать при транспортировках, занимающих незначительный промежуток времени.

Как видно, на сегодня наиболее востребованные способы – это недорогой способ хранения и транспортировки сжатого газообразного водорода; более энергозатратный и дорогой – хранение и транспортировка водорода в жидком агрегатном состоянии. Другие методы перевозки водорода экономически не оправданы или развиты не в полной мере.

ЛИТЕРАТУРА

1. Конопляник А.А. Персональные размышления на тему о трансформации российской газовой экспортной стратегии на новом этапе, общая дискуссия на 7-м семинаре «Газового

диалога» по теме «Трансформация Российской газовой экспортной стратегии на новом этапе» // Центр энергетике Московской школы управления СКОЛКОВО, Москва. – 2019.;

2. Состояние и перспективы водородной энергетики в России и мире [сайт] – URL: https://mgimo.ru/files/120132/polyakova_vodorod.pdf (дата обращения 01.03.2021);

3. The entire value chain of hydrogen/ 2021 // Linde Engineering – URL: <https://www.linde-engineering.ru/ru/hydrogen/index.html> (дата обращения 14.03.2021).

УДК 621.577.44

К.С. Калмыков, И.Д. Аникина

Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

ОЦЕНОЧНЫЙ КОНСТРУКТОРСКИЙ РАСЧЁТ ТЕПЛООВОГО НАСОСА ДЛЯ ЗАМЕНЫ АНТИОБЛЕДЕНИТЕЛЬНОЙ СИСТЕМЫ ПГУ-ТЭЦ

Введение. В зимний период времени в районах с высокой влажностью воздуха существует опасность обледенения комплексного воздухоочистительного устройства (КВОУ) газовой турбины (ГТУ) в составе парогазовой установки (ПГУ). Для борьбы с обледенением применяется антиобледенительная система (АОС). Ее следует включать при температурах (-5÷+5) °С и влажность воздуха 80% и более. Применение данной системы позволяет избежать обледенения КВОУ, однако сильно снижает выработку электроэнергии ГТУ и КПД ПГУ в целом [1,2].

Актуальность. С целью повышения выработки электроэнергии и КПД ПГУ авторами предлагалась идея использования парокompрессионных тепловых насосов (ПКТН) мощностью 5,04 МВт с целью подогрева воздуха перед компрессорами ГТУ в составе ПГУ-450 от -2 °С до 8 °С при влажности воздуха 80%. Значительное увеличение отпуска электроэнергии от блока (до 14,87%) и повышение КПД (до 4,82%), а также рассчитанный упрощенный маржинальный доход (309650 \$/МВт за один квартал) говорят о состоятельности внедрения такой установки.

При проектировании электростанций необходимо стремиться к минимальным металлоемкость и габаритам оборудования. Поэтому, прежде чем внедрять тепловой насос в состав ПГУ, имеет смысл рассчитать габариты и металлоемкость нового оборудования. Такое решение также связано с тем, что обычно теплообменные аппараты, используемые для подогрева воздуха, имеют большие размеры при достаточно малых мощностях.

Цель исследования. Провести конструкторский расчет и оценить габариты предлагаемой для внедрения в схему ПГУ-ТЭЦ парокompрессионной теплонасосной установки заданных параметров и мощности.

С учетом поставленной цели в исследовании решались следующие задачи:

1. Задание исходных данных для расчёта;
2. Расчет крупнейших элементов выбранной схемы ПКТН – испарителя и конденсатора;
3. Создание эскизов трубных пучков рассчитанных элементов.

Исходные данные для расчета представлены в таблице 1. В качестве источника низкопотенциальной теплоты (ИНТ) выступала охлаждающая вода

паровой турбины. Схема теплового насоса – простая: испаритель, компрессор, конденсатор, дроссель. ПКТН работает на хладоне R134a [3]. В каждом элементе ПКТН трубные пучки состоят из оребренных медных трубок с целью повышения интенсивности теплообмена и снижения возможных габаритов. В ПКТН подогревается только часть воздуха, а полученная смесь имеет температуру +8 °С.

Таблица 1: Исходные данные для расчета

Показатель	Значение
Нагрузка испарителя, МВт	4,21
Расход ИНТ в ПКТН, т/ч	709,37
Температура ИНТ перед/после ПКТН, °С	23,1/18,0
Температура испарения фреона, °С	13,0
Наружный/внутренний диаметры трубок, мм	16/13
Высота/толщина ребра/шаг между ребрами, мм	2,2/0,5/2,04
Мощность конденсатора, МВт	5,04
Расход воздуха в конденсаторе, т/ч	369,55
Температура воздуха перед/после ПКТН, °С	-2,0/45,0
Температура конденсации фреона, °С	50,0
Наружный/внутренний диаметры трубок, мм	25/21
Высота/толщина ребра/шаг между ребрами, мм	12,5/0,5/4,0

Результаты поэлементных расчетов конструктивных характеристик ПКТН представлены в таблице 2 и на рисунке 1.

Таблица 2: Результаты расчетов

Показатель	Значение
Теплоотдающая поверхность испарителя, м ²	163,0
Число ходов испарителя, шт.	1
Число труб в одном ходе испарителя (расчетное число), шт.	992
Длина труб в одном ходе испарителя, шт.	4,0
Теплоотдающая поверхность конденсатора, м ²	98,5
Число ходов конденсатор, шт.	4
Число труб в одном ходе конденсатора (расчетное число), шт.	55
Длина трубок конденсатора, шт.	6,8

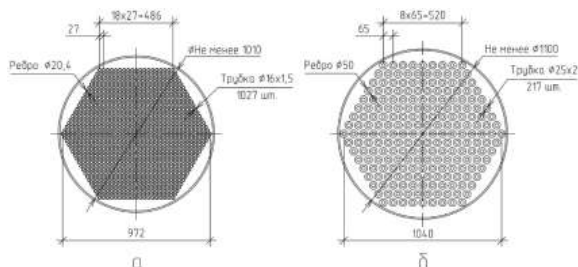


Рисунок 1 – Эскизы поперечных разрезов испарителя (а) и конденсатора (б)

В ходе построения эскиза пучков рассчитанных теплообменников получились отличные от расчетных числа трубок. Однако, последующие из этого

изменения площади теплоотдающей поверхности, а также скорости среды в трубном пучке компенсируют друг друга.

По результатам конструкторского расчета получены габариты основных узлов установки – теплового насоса –, способной заменить антиобледенительную систему ГТУ.

При условии создания опорных металлоконструкций, а также специального навеса вполне возможна установка теплового насоса у основания комплексной воздухоочистительной установки с целью повышения выходных характеристик ГТУ и ПГУ в целом.

Выводы. В данной работе был проведен конструкторский расчет основных элементов теплового насоса мощностью 5,04 МВт, предназначенного для подогрева воздуха перед компрессором ПГУ-блока с целью замены антиобледенительной системы ГТУ.

ЛИТЕРАТУРА

1. Руководство по эксплуатации 3170107 РЭ. Газотурбинная установка ГТЭ-160, 2008.
2. Инструкция по эксплуатации комплексного воздухоочистительного устройства (КБОУ) для газовой турбины ГТЭ-160 энергоблока №4, 2016 г.
3. V. Sergeyev, I. Anikina, K. Kalmykov, I. Naletov. Efficiency of using heat pumps with various refrigerants in real steam turbine power units with PT-80 and T-250 turbines. Proceedings of the “International Scientific Conference on Energy, Environmental and Construction Engineering (EECE-2019)”, Saint-Petersburg, Russia, 2019, 140, 10001. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/201914010001>

УДК 628.477.8

Я.А. Владимиров
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

КОНЦЕПЦИЯ ПЕРЕМЕННОЙ ЗОНЫ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ В БИВАЛЕНТНОЙ СИСТЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Введение. Складирование органосодержащих отходов на полигонах привело к накоплению значительного количества неутрализованного мусора, вреду экологической обстановке в районе. Более того, полигонами и их санитарно-защитными зонами заняты значительные земельные участки, которые могли бы быть введены в хозяйственный оборот.

Актуальность. По данным счетной палаты РФ, [1], при существующих темпах роста объемов ТКО в 32 регионах России к 2024 году будет исчерпан имеющийся резерв мощности полигонов размещения (из них в 17 регионах – к 2022 году). Использование органосодержащих отходов в качестве топлива для производства тепловой и электрической энергии может частично решить данную проблему. Использование органосодержащих отходов в бивалентных системах теплоснабжения описано в статьях [2-4].

Цель исследования. Разработка оптимального режима работы бивалентной системы теплоснабжения с использованием органосодержащих отходов. Объектом исследования являются режимы работы систем теплоснабжения. Предметом исследования являются бивалентные системы централизованного

теплоснабжения (БСЦТ) с энергетической утилизацией органосодержащих отходов. Исходя из цели, в ходе исследования были решены следующие задачи:

1. Обзор методов регулирования отпуска тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения

2. Особенности работы бивалентных систем теплоснабжения с учетом энергетической утилизации органосодержащих отходов

3. Разработка принципиальных решений по режимам совместной работы источников теплоснабжения в БСЦТ

В системах теплоснабжения применяется три способа регулирования отпуска теплоты: качественный, количественный и качественно-количественный. Регулирование на источниках ведется по преобладающей тепловой нагрузке, которой для большинства систем централизованного теплоснабжения является отопление [5].

Качественный способ регулирования может быть аналитически описан следующими выражениями:

Температура прямой сетевой воды:

$$\tau_1 = t_{e,p.} + \Delta t_o \cdot (\bar{Q}_o^p)^{0,8} + \left[\delta\tau_o - \frac{\theta}{2} \right] \cdot \bar{Q}_o^p, \quad (1)$$

где: τ_1 – температура теплоносителя в подающем трубопроводе, $t_{e,p.}$ – расчетная температура внутреннего воздуха, Δt_o – средняя разность температур в отопительном приборе между греющей водой и воздухом в отапливаемом помещении, s – относительный расход теплоты на отопление, определяемый по формуле (3.2), $\delta\tau_o$ – максимальный перепад температур сетевой воды в тепловой сети, θ – расчетный перепад температур сетевой воды в отопительном приборе.

Температура обратной сетевой воды:

$$\tau_2 = \tau_1 - \delta\tau_o \cdot \bar{Q}_o^p \quad (2)$$

Если пренебречь зависимостью коэффициента теплоотдачи отопительных приборов от средней разности температур в отопительном приборе и воздухом помещения, то выражения могут быть представлены в следующем виде:

$$\tau_1 = t_{e,p.} + (\tau_1 - t_{e,p.}) \cdot \bar{Q}_o^p \quad (3)$$

$$\tau_2 = t_{e,p.} + (\tau_2 - t_{e,p.}) \cdot \bar{Q}_o^p \quad (4)$$

где τ_1 , τ_2 - значение температуры сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах соответственно при $t_{н.о.}$

Количественное регулирование описывается зависимостью расхода сетевой воды от \bar{Q}_o^p :

$$\bar{G}_o = \frac{\bar{Q}_o^p}{1 + \frac{\Delta t_o}{\delta t_o - 0.5\theta}} \cdot [1 - \bar{Q}_o^p] \quad (5)$$

Для качественно-количественного регулирования характерно изменение как расхода в тепловой сети, так и температур теплоносителей.

Поскольку в рассматриваемых БСЦТ один источник в качестве топлива использует органосодержащие отходы (в частности, ТКО), а второй – традиционные ископаемые виды топлива, то приоритетность загрузки первого источника очевидна. Более того, отходы целесообразно утилизировать по мере их поступления, не организуя большой запас. Пики потребления тепловой нагрузки, а также роль резервного и аварийного источника будет играть второй источник в БСЦТ, работающий на ископаемом топливе. Для реализации данных принципов необходима организация переменной зоны действия источников в рамках БСЦТ. Предлагаемый режим работы БСЦТ следующий: регулирование отпуска теплоты абонентам будет осуществляться за счет изменения температуры теплоносителя (качественно), изменение зоны действия источника в рамках БСЦТ будет происходить за счет изменения расхода теплоносителя и напора сетевых насосов (количественно). Следует отметить, что предложенная концепция режима работы источников в БСЦТ универсальна и применима не только в случае использования энергетической утилизации органосодержащих отходов, но и иных нетрадиционных и возобновляемых источников энергии, а также местного топлива.

Вывод. Для бивалентной системы теплоснабжения с использованием энергетической утилизации органосодержащих отходов с целью максимизации загрузки наиболее эффективного источника оптимальным режимом работы является организация переменной зоны действия источников (за счет изменения расхода теплоносителя), регулирование отпуска теплоты потребителям – качественное.

ЛИТЕРАТУРА

1. Бюллетень счетной палаты №9 (272) 2020 г. – URL: <https://ach.gov.ru/statements/byulleten-schetnoy-palaty-9-274-2020-g>. Дата обращения 13.04.2021
2. Сергеев, В.В. Некоторые актуальные вопросы перехода к бивалентным системам при совершенствовании централизованного теплоснабжения / В.В. Сергеев, Я.А. Владимиров, Л.В. Зысин // Известия Российской академии наук. Энергетика. – 2018. - №4 – С. 46-56.
3. Ахметова, И.Г. Тепловой эквивалент твердых коммунальных отходов / И.Г. Ахметова, Я.А. Владимиров, О.В. Деревянко // Международный технико-экономический журнал. – 2019. - №5 – с. 16-22.
4. Vladimirov.I. Some aspects of use of organic containing waste for electrical and thermal energy generation // Vladimirov. I., Yamashkin. M, Muhametova L. // E3S Web of Conferences. - Volume 178. - 9 July 2020. - Номер статьи 01075
5. Соколов, Е.Я. Теплофикация и тепловые сети. 9-е изд. Стереотипн.. / Е.Я. Соколов // М.: Издательский дом МЭИ, 2009. – 472 с.

КОРРЕКТИРОВКА ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК
ТУРБОУСТАНОВКИ Т-50/64-7,4/1,2 С ПРИМЕНЕНИЕМ МЕТОДОВ
ИМИТАЦИОННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

Введение. Корректировка энергетических характеристик энергоблоков является важной оптимизационной задачей с точки зрения корректного планирования производства. Нормативные энергетические характеристики оборудования являются базовой частью нормативно-технической документации (НТД) по топливоиспользованию. Срок действия НТД не может превышать 5 лет [1].

Актуальность. Основой для разработки энергетических характеристик служат результаты тепловых испытаний оборудования, которые сопряжены с большими затратами на их проведение, а при использовании типовых характеристик не может быть учтен ряд факторов, связанных с эксплуатационными особенностями того или иного оборудования.

Цель исследования. Произвести корректировку энергетических характеристик паротурбинной установки (ПТУ) Т-50/64-7,4/1,2, работающей в составе ПГУ-180, с помощью имитационного моделирования на основании фактического режима работы и состояния оборудования.

Для корректировки энергетических характеристик паротурбинной установки Т-50/64-7,4/1,2 предлагается применять методы имитационного моделирования и расчетов энергетических показателей ТЭЦ [2]. Создание, параметризация и расчет модели паротурбинной установки, работающей в составе ПГУ-180Т, производится в САПР «United Cycle» [3] на основе теплотехнических показателей работы ПГУ-180Т [4] с учетом фактических параметров работы ПТУ. Расчетная модель паротурбинной установки Т-50/64-7,4/1,2 приведена на рисунке 1.

Результатом расчета модели является получение параметров работы ПТУ, необходимых для построения зависимости удельного расхода тепла брутто на выработку электроэнергии от электрической мощности турбоустановки для различных значений теплофикационной нагрузки отборов.

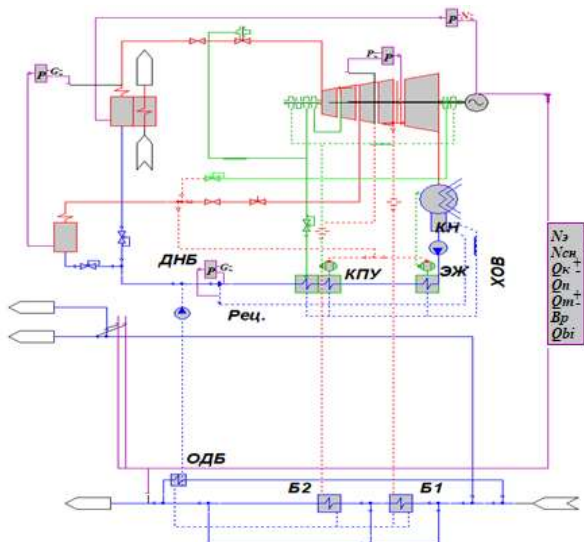


Рисунок 1 – Расчетная тепловая схема модели турбины Т-50/64-7,4/1,2: ДНБ – дренажный насос бойлеров, КПУ- конденсатор пара уплотнений, ЭЖ – эжектор, КН-конденсатный насос, ХОВ – хим. очищенная вода, ОДБ – охладитель дренажа бойлеров, Б -бойлер

Расчет удельного расхода тепла брутто на выработку электроэнергии (ккал/(кВт·ч) производится из соотношения:

$$q_{\text{т}}^{\text{бр}} = \frac{Q_{\text{ту}}^3}{N_{\text{э}}}, \quad (1)$$

где: $N_{\text{э}}$ – электрическая мощность турбины, кВт;

$Q_{\text{ту}}^3$ – расход теплоты на выработку электроэнергии, ккал/ч:

$$Q_{\text{ту}}^3 = [D_{\text{вд}}(h_{\text{вд}} - h_{\text{пв}}) + D_{\text{нд}}(h_{\text{нд}} - h_{\text{пв}})] - Q_{\text{ту}}^{\text{т}}, \quad (2)$$

где: $D_{\text{вд}}$, $D_{\text{нд}}$ – расходы пара высокого и низкого давлений, т/ч;

$h_{\text{вд}}$, $h_{\text{нд}}$, $h_{\text{пв}}$ – энтальпии пара высокого давления, низкого давления и питательной воды на входе в котел-утилизатор, ккал/кг;

$Q_{\text{ту}}^{\text{т}}$ – теплофикационная нагрузка отборов, равная тепловой нагрузке сетевых подогревателей, Гкал/ч.

Пример результатов расчета энергетических характеристик ПТУ с помощью имитационной модели и их сопоставление с нормативными характеристиками приведены на рисунке 2.

Из рисунка 2 видно, что при низких теплофикационных нагрузках расчетное значение удельного расхода тепла брутто на выработку электроэнергии выше нормативного значения, что свидетельствует о завышенных недогревах в сетевых подогревателях относительно нормативного режима.

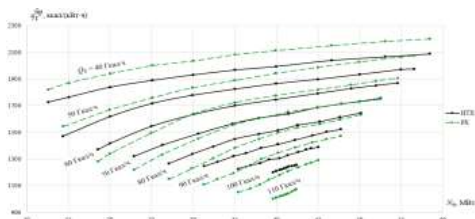


Рисунок 2 – Сравнение расчетного (PX) и нормативного (НТХ) удельного расхода тепла брутто на выработку электроэнергии ПТУ Т-50/64-7,4/1,2 для двухступенчатого режима с давлением в камере верхнего теплофикационного отбора 1,2 кг/см²

Выводы. Применение предложенной методики корректировки энергетических характеристик позволяет проводить пересчет энергетических характеристик турбоустановок с учетом фактических эксплуатационных особенностей оборудования ПТУ, что позволит произвести оптимизацию сбытовой деятельности ТЭЦ при работе на оптовом рынке электроэнергии и мощности.

ЛИТЕРАТУРА

1. Приказ Министерства энергетики РФ от 30.12.2008 № 323 (ред. от 30.11.2015) «Об утверждении порядка определения нормативов удельного расхода топлива при производстве электрической и тепловой энергии» // Доступ из справ. системы КонсультантПлюс.
2. Сидоров Н.М., Степанов И.А., Ивков М.И. Обеспечение радиационной безопасности при транспортировании и хранении облученного графита. Тезисы доклада на конференции. Пятнадцатая всероссийская (седьмая международная) научно-техническая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых. ЭНЕРГИЯ-2020. Издательство: Ивановский государственный энергетический университет им. В.И. Ленина (Иваново). с. 73
3. Demidov, O.; Kutakhov, A.; Romanov, S. Simulation of AVV1 St Power Plant with United Cycle Software. Proceeding of the “16th International Conference on Efficiency, Cost, Optimization, Simulation, and Environmental Impact of Energy Systems (ECOS-2003)”, Copenhagen, Denmark, 2003, 1697-1704.
4. Нормативно-техническая документация по топливоиспользованию Первомайской ТЭЦ (ТЭЦ-14) филиала «Невский» ПАО «ТГК-1». Книга 1. Энергетические характеристики оборудования. – 2017. – 182 с.

УДК 661.9

Конов Д.А.

Казанский государственный энергетический университет

ЭФФЕКТИВНОЕ ПРЕОБРАЗОВАНИЕ УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА

Введение. Энергосберегающие технологии относятся к самым эффективным методам противодействия последствиям изменения климата. Энергосбережение также направлена на получение экономической выгоды от плюсов внедрения интеллектуальных решений в сферу защиты окружающей среды.

Энергоэффективность – рационально применение энергетических ресурсов с целью оптимизировать количество необходимой энергии для сохранения первоначального уровня энергообеспечения объекта.

Актуальность. Текущая экологическая обстановка в нашей стране и во всем мире является довольно сложной. Постоянные выбросы различных химических веществ в атмосферу наносят непоправимый вред, поэтому борьба с загрязнением сегодня актуальна как никогда [1].

Цель исследования. Поиск перспективной технологии переработки CO_2 . Объектом исследования является технология, позволяющая перерабатывать CO_2 в топливо, а предметом исследования является. С учетом поставленной цели в исследовании решались следующие задачи:

1. Выявление влияния углекислого газа на атмосферу.
2. Разбор перспективной технологии переработки углекислого газа.

Проанализировав спектр пропускания земной атмосферы (рисунок 1), можно сделать вывод, что CO_2 поглощает и переизлучает инфракрасное излучение на разных длинах волн, длина этих волн составляет 4,26 мкм и 14,99 мкм. В результате чего происходит снижение или полное исключение излучения Земли в космос, что приводит к парниковому эффекту.

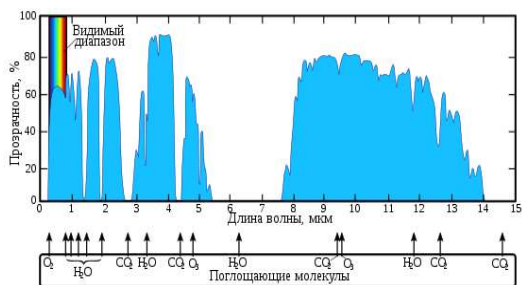


Рисунок 1 – Спектр пропускания земной атмосферы [2]

Технология основана на реверсивных твердооксидных топливных элементах (РТОТЭ). Разработанное устройство способно работать в двух режимах:

1. Режим твердооксидной электролизной ячейки: она использует энергию и тепло для преобразования CO_2 и/или воды для производства таких видов топлива, как монооксид углерода (CO), синтетический газ ($\text{H}_2 + \text{CO}$) или метан (CH) (рисунок 2).

2. Режим твердооксидного топливного элемента: он может работать с такими видами топлива, как водород (H_2), окись углерода (CO), синтетический газ ($\text{H}_2 + \text{CO}$), метан (CH). Может осуществлять обратную переработку из режима 1.

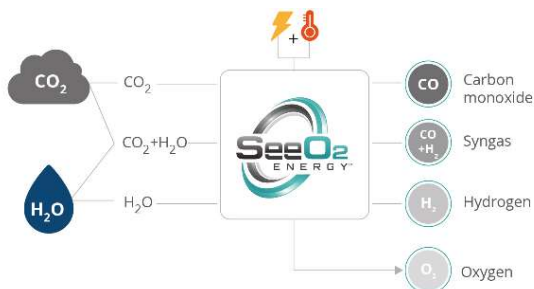


Рисунок 2 – Режим твердооксидной электролизной ячейки [3]

Общая концепция переработки углекислого газа показана на рисунке 3. SeeO₂ Energy Inc является катализатором разработанный компанией SeeO₂.

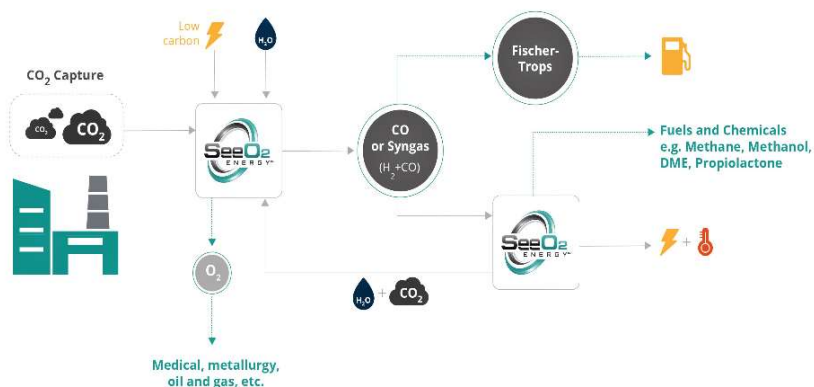


Рисунок 3 – Общая концепция переработки [4]

Выводы. Эта технология позволяет перерабатывать углекислый газ в необходимое людям топливо, химические реагенты, комбинированную энергию и тепло, также позволяет снизить выбросы газа в атмосферу и немного защитить окружающий нас мир.

ЛИТЕРАТУРА

1. Бразовская В.В., Куропятник А.С., Бугаева, Т.М. Развитие и реализация возобновляемой энергии в России: проблемы и перспективы / Неделя науки СПбПУ: Материалы научной конференции с международным участием, 2019. – С. 154-157.
2. Углекислый газ в атмосфере Земли URL: https://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/thumb/7/78/Atmosfaerisk_spredning-ru.svg/555px-Atmosfaerisk_spredning-ru.svg.png
3. Технология переработки SeeO₂ URL: <https://www.seeo2energy.com/wp-content/uploads/2019/10/SOEC-model-infographic-web.jpg3>.
4. Общая концепция переработки углекислого газа URL: <blob:https://www.seeo2energy.com/588ceb83-7d97-42c9-ae49-f76e37173370>

«IT-технологии в энергетике»

УДК 620.92+004.942

М.Д. Дудин¹, Е.А. Гришкова¹, А.Ф. Сахибгареев¹, Я.М. Дзюба¹, И.Д. Налетов^{1,2}

¹Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого
²ПАО «ТГК-1»

АНАЛИЗ ИНСТРУМЕНТА МОДЕЛИРОВАНИЯ СЕТИ

Введение. Стремительное развитие альтернативной энергетики приводит к всеобщей доступности солнечных панелей и ветрогенераторов. Собственная генерация обходится в разы дешевле покупки электроэнергии из сети, что в свою очередь дает возможность потребителю выступить в качестве поставщика электроэнергии в сеть и распределяет генерацию.

Актуальность. Сдвиг парадигмы в электроэнергетических системах в сторону распределенной генерации, а также растущая степень автоматизации повышают сложность эксплуатации и анализа энергосистем [1]. Растущий уровень сложности требует новых инструментов, которые обеспечивают высокую степень автоматизации, но при этом остаются простыми в использовании. При этом инструменты с открытым исходным кодом являются прозрачной альтернативой коммерческим инструментам [2].

Цель исследования. Построение модели распределительной сети, анализ возможностей моделирования.

Методы исследования. Моделирование можно осуществить несколькими методами. Для исследования был выбран набор функций Pandapower, реализованный на языке программирования Python.

Исследование. Pandapower — это инструмент для расчета сети на основе элементов, который поддерживает широкий спектр электрических компонентов. В таблице 1 показано, что библиотека моделей Pandapower выходит за рамки большинства существующих инструментов с открытым исходным кодом.

Pandapower реализован на Python, что гарантирует гибкое расширение при помощи других библиотек, которые также находятся в свободном доступе. Поскольку он разработан как кроссплатформенная библиотека, его можно легко развернуть на вычислительных кластерах и тиражировать без каких-либо лицензионных ограничений.

Таблица 1. Сравнение библиотек электрических моделей с открытым исходным кодом.

Элемент библиотеки	MATPOWER 6.0	PYPOWER 5.1.2	PSAT 2.1.10	OpenDSS 7.6.5	PyPSA 0.10	GridCal	GridLAB-D 3.2	pandapower 1.4.3
ZIP нагрузка			+	+		+	+	+
Двухфазный трансформатор (II)	+	+	+	+	+	+	+	+

Двухфазный трансформатор (Т)				+	+		+	+
Трехфазный трансформатор			+	+			+	+
Статическая нагрузка/генерация	+	+	+	+	+	+	+	+
Линия постоянного тока	+		+	+	+		+	+
Идеальный ключ								+
Линия электропередач	+	+	+	+	+	+	+	+

Библиотека основана на табличной структуре данных (pandas DataFrame), где каждый элемент представлен таблицей, которая содержит все параметры, и таблицей результатов, которая содержит результаты вычислений различными методами анализа.

Пакет способен рассчитать сеть, определить наиболее эффективное распределение мощности (по стоимости генерации, которая может быть задана даже полиномом), устранить неточности и ошибки снятия данных, рассчитать токи короткого замыкания (по стандарту IEC 60909). Кроме того, в Pandapower предустановлена база данных различных типов для трансформаторов и линий, что зачастую упрощает работу, так как нет необходимости определять все параметры индивидуально для каждой линии или трансформатора [3].

На рисунке 1 приведена одна из базовых сетей, на примере которой проанализирован вопрос определения критичности обрыва линий (критические параметры задаются пользователем). Квадратом обозначен генератор, кругами – шины, прямыми – линии электропередач (линии, обрыв которых критичен, выделены жирным). На усмотрение пользователя данные могут быть представлены в численном виде.

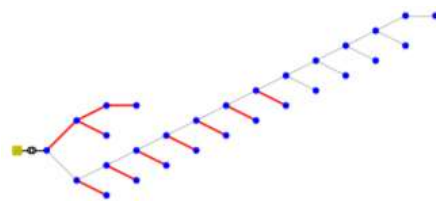


Рисунок 5 – Схема сети

Выводы. На основании опыта построения модели, аналогичной ситуации обрыва линии, определены перспективы и потенциал использования данного подхода к моделированию. Результаты выполненных расчетов и математического моделирования соответствуют теоретическим данным, что говорит о высокой точности предложенной технологии и ее применимости к реальным объектам. Pandapower имеет высокий потенциал использования в коммерческих, научных и образовательных целях. Исходя из проведенного исследования, определены недостатки пакета, ниже приведены возможные методы совершенствования библиотеки и расширения функционала:

- добавление модального анализа для моделирования опасных колебаний частоты в системе

- добавление возможности вывода детального хода расчета в образовательных целях

ЛИТЕРАТУРА

1. Pandapower—An Open-Source Python Tool for Convenient Modeling, Analysis, and Optimization of Electric Power Systems, L. Thurner, A. Scheidler, IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, 2018 г.
2. Opening the black box of energy modelling: Strategies and lessons learned, S.Pfenninger, Energy Strategy Rev., 2018 г.
3. Standard Type Libraries – [Электронный ресурс] - URL: https://pandapower.readthedocs.io/en/v2.6.0/std_types.html (Дата обращения – 08.04.2021)

УДК 621.315

И.В. Новаш, А.С. Алехнович
Белорусский национальный технический университет

ПРОВЕРКА ЭФФЕКТИВНОСТИ МИКРОПРОЦЕССОРНЫХ ЗАЩИТ АСИНХРОННЫХ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ

Введение. Разработка новых типов релейной защиты на основе микропроцессорной техники требует в процессе отладки опытных образцов проведение исследований их функциональных возможностей. Для таких исследований предлагается использовать тестовые токовые сигналы, соответствующие различным аварийным режимам, получаемые в результате расчета аварийных режимов с помощью компьютерных программных комплексов [1].

Актуальность. Компьютерные программные комплексы для расчета аварийных режимов электроэнергетического оборудования создаются на основе математического моделирования переходных процессов в аварийных режимах и позволяют проводить исследования динамических систем методом вычислительного эксперимента.

Цель исследования. Разработка компьютерного программного комплекса (КПК) для исследования аварийных режимов асинхронного электродвигателя с целью получения токовых сигналов, как входных тестовых сигналов релейной защиты двигателя. Объектом исследования является система электропитания собственных нужд электростанции с асинхронным двигателем (АД). С учетом поставленной цели были решены следующие задачи:

1. Составлена электрическая схема питания АД (рисунок 1).
2. На основе трехлинейной трехфазной схемы электропитания АД составлено математическое описание системы и разработан алгоритм расчета токов рабочих и аварийных режимов [2].
3. Разработан КПК «Аварийные Режимы АД» для проведения расчета вторичных токов измерительных трансформаторов тока с учетом искажения форм токов при насыщении магнитопроводов измерительных трансформаторов в аварийных режимах АД [3,4].

Полученные методом вычислительного эксперимента временные последовательности мгновенных значений токов могут быть использованы для

проведения испытаний микропроцессорных токовых защит с помощью испытательных устройств типа OMICRON.

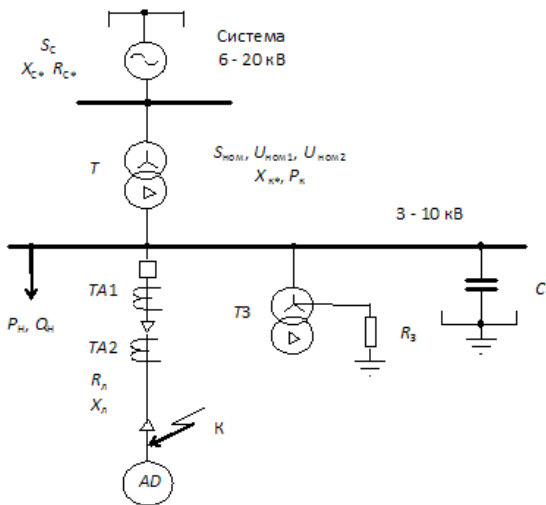
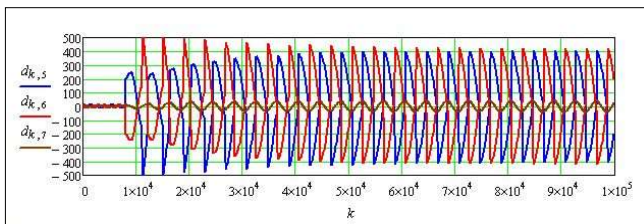


Рисунок 1 – Схема электропитания узла собственных нужд с АД

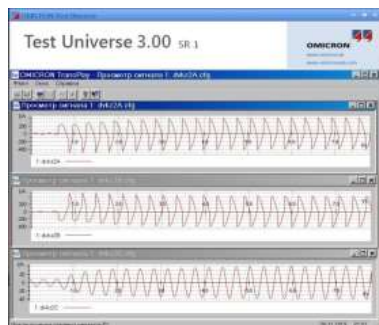
Для исследования эффективности работы микропроцессорной защиты АД был разработан аппаратно-программный испытательный комплекс на базе испытательной установки СМС 386 OMICRON.

Для проведения испытаний защиты были подготовлены COMTRADE-файлы аварийных токов (рисунок 2), расчеты которых выполнены с помощью КПК «Аварийные Режимы АД».

Выводы. Предложенный метод испытания микропроцессорных защит позволяет проводить исследование эффективности работы защиты с использованием COMTRADE-файлов аварийных токов, соответствующих искаженным формам токовых сигналов от измерительных трансформаторов тока, в наибольшей степени близких к реальным формам токов аварийных режимов асинхронного двигателя в условиях глубокого насыщения магнитопроводов измерительных трансформаторов тока.



а)



б)

Рисунок 2 – Осциллограммы токовых сигналов в фазах *A*, *B*, *C* при двухфазном замыкании фаз *AB*: а) компьютерный расчет; б) COMTRADE-файла

ЛИТЕРАТУРА

1. Новаш, И. В. Математическое моделирование коммутационных режимов в электроустановках с трансформаторами / И. В. Новаш, Ф. А. Романюк. – Минск : БНТУ, 2013. – 226 с. – ISBN 978-985-550-236-5.
2. Математическое моделирование и вычислительный эксперимент в разработке новых устройств релейной защитной техники: отчет о НИР / БГПА; рук. В. И. Новаш. – Минск, 1999 г. – 127 с. – № ГР. №19974640.
3. Программное и информационное обеспечение для проверки работоспособности микропроцессорных защит с помощью испытательно-диагностических комплексов: отчет о НИР (заключительный по ГБ 16-04 (задание 1.2.04)) / БНТУ; рук. темы И.В. Новаш. – Минск, – 2018. – 115 с. – № ГР 20161527.
4. Калотик А.А., Трещев Д.А., Трещёва М.А. Использование показателя относительной экономии топлива для оптимизации параметров теплофикационной ПГУ. *Материаловедение. Энергетика*. 2020. Т. 26. № 4. С. 51-63.

УДК 661.961

И.Д. Аникина

Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

СИСТЕМА МОНИТОРИНГА И ДИАГНОСТИКИ СОСТОЯНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Введение. Одним из возможных путей повышения стратегической безопасности энергетических объектов РФ является внедрение информационных систем (ИС) мониторинга и диагностики состояния энергетического оборудования. Концепции таких систем предлагались учеными Московского энергетического института [1,2], а также учеными ФГАОУ ВО СПбПУ [3].

Актуальность. В условиях сложившейся внешнеполитической ситуации и с учетом постепенного перехода на импортозамещение в российской экономике использование зарубежного программного обеспечения (ПО) должно быть минимизировано. Это же подчеркивается в майских указах Президента Российской Федерации В.В. Путина [4].

Цель исследования. Определить концепцию отечественной информационной системы удаленного мониторинга и диагностики энергетического оборудования для повышения стратегической безопасности энергетических объектов РФ.

Перечислим задачи, которые должны выполняться в системе:

- 1) проведение удаленного мониторинга и контроля технического состояния оборудования на основе данных, формируемых АСУ ТП;
- 2) увеличение прибыли путем оптимизации режимов работы энергетического оборудования и сбытовой деятельности предприятия;
- 3) увеличение срока эксплуатации оборудования за счет прогнозирования динамики изменения значений параметров энергоустановки;
- 4) увеличение маневренности и повышение надежности основного оборудования энергетического предприятия в целом.

Наиболее подходящей является трехзвенная архитектура системы, рассмотрим диаграмму компонентов ИС (рисунок 1). База данных (БД) АСУ ТП представляет собой источник информации о текущих и архивных значениях показателях работы, измеренных с помощью АСУ ТП. Данная БД не является частью ИС, но используется как источник данных, являющихся входными для расчетов по мониторингу.

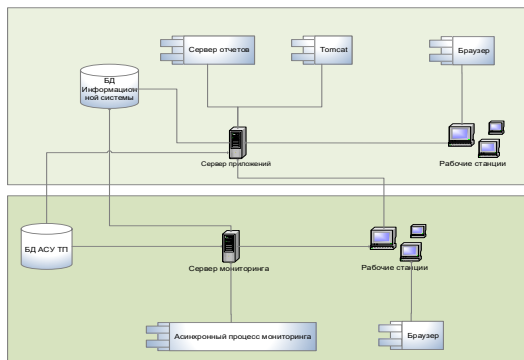


Рисунок 1 – Диаграмма компонентов ИС

БД ИС является частью ПО, входящего в состав ИС. В этой БД содержится информация о моделях, используемых в ИС. Также в этой БД сохраняются результаты расчетов.

Сервер приложений также является частью ПО, входящего в состав ИС. Сервер приложений принимает команды от пользователя (или из иных источников) и выполняет те или иные действия и алгоритмы с использованием данных ИС, содержащихся в различных БД. На сервере приложений используются следующие компоненты:

- 1) Серверная часть, работающая под управлением Tomcat. В рамках серверной части реализована большая часть логики ИС.
- 2) Сервер отчетов, предоставляющий возможности по получению информации о результатах расчета.

Сервер мониторинга выполняет асинхронный процесс мониторинга текущего состояния энергетического оборудования. Этот процесс работает под управлением отдельного установленного Tomcat. Рабочие станции используются для визуализации информации, поступающей в процессе работы с ИС.

Важнейшей задачей выполняемой системой является получение данных о состоянии оборудования и их проверка на корректность в подсистеме. Определим основные черты данной подсистемы. Сигналы АСУ ТП приходят в режиме реального времени и дозагружаются при необходимости в виде файлов. При получении данных АСУ ТП в системе происходит проверка их выхода за уставные значения (значения, формулы, условия), по результатам которой могут сформироваться инциденты различной степени важности. При формировании инцидента пользователи могут получать уведомления об инциденте (sms, e-mail, звонок и т.д.).

Подсистема мониторинга ИС, в свою очередь, должна решать следующие задачи: сбор и хранение информации, поступающей из АСУ ТП и других источников; моделирование текущих и нормативных энергетических характеристик отдельных видов оборудования и станции в целом; расчет фактических и нормативных технико-экономических показателей (ТЭП) работы в режиме реального времени; контроль отклонений значений фактических ТЭП от нормативных (контрольных); контроль эффективности ведения режимов работы станции; анализ динамики изменения фактических и нормативных ТЭП; расчет фактических и нормативных ТЭП за произвольный отчетный период; формирование отчетной документации за сутки, месяц, год или иной период времени в соответствии с заданными списком и формами, а также в произвольной форме.

Выводы. Внедрение информационной системы мониторинга и диагностики состояния энергетического оборудования, концепция которой описана в работе, способно обеспечить стратегическую безопасность энергетических объектов Российской Федерации и повысить их энергетическую эффективность.

ЛИТЕРАТУРА

1. Аракелян Э.К., Крохин Г.Д., Мухин В.С. Концепция "мягкого" регулирования и технического обслуживания энергоустановок ТЭС на основе интеллектуальной диагностики // Вестник Московского энергетического института. 2008. № 1. С. 14-20.
2. Андрушин А.В., Подушкина Е.Н., Шныров Е.Ю. Развитие системы ремонтного обслуживания в ТГК и ОГК после завершения процессов реструктуризации отрасли // Теплоэнергетика. 2010. № 1. С. 69-73
3. «Мониторинг и диагностика энергетического оборудования (МидЭО)». Аникина И.Д. Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ RU 2020617148, 02.07.2020. Заявка № 20200616273 от 26.06.2020.
4. Указ Президента Российской Федерации от 07.05.2018 № 204 "О национальных целях и стратегических задачах развития Российской Федерации на период до 2024 года".

СНИЖЕНИЕ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ С ПОМОЩЬЮ ПРИМЕНЕНИЯ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ НА ПРИМЕРЕ ЦЕНТРОВ ОБРАБОТКИ ДАННЫХ

Объект исследования – центры обработки данных.

Предмет исследования – изменение показателей энергопотребления центров обработки данных под воздействием внедрения нейронных сетей.

Актуальность данной работы обусловлена тем, что с каждым годом увеличивается производительность процессоров и мощность различных вычислительных машин, что приводит к практически неконтролируемому росту энергопотребления, поэтому для предприятий, владеющих центрами обработки данных (ЦОД) поиск путей решения данной проблемы является одним из первоочередных вопросов.

Целью этой работы является разработка рекомендаций по оптимизации работы data-центров, в частности снижения их энергопотребления, с помощью внедрения нейронных сетей на основе международного опыта их использования.

Для достижения поставленной цели, будут решены следующие задачи:

1. Изучение и выявление особенностей работы data-центров.
2. Изучение факторов, влияющих на изменение энергопотребления ЦОД.
3. Разработка предложения по оптимизации энергопотребления ЦОД.

Для решения поставленных задач в исследовании будут использованы такие методы, как анализ, синтез, аналогия и сравнение полученных данных.

Для начала стоит разобраться, что такое data-центры, суть их работы, и для чего они нужны. ЦОД – это отдельное здание, где размещается и эксплуатируется комплекс емкого вычислительного оборудования, такого как сервера и системы хранения данных, которые предназначены для обработки и хранения информации.

Рост спроса на услуги дата-центров с каждым годом возрастает все сильнее, это обуславливает рост потребления энергии и самих серверов, и всех обеспечивающих их работу систем.

Потребление электрической энергии российскими центрами обработки данных выросло до 10,5 млрд кВт·ч. Снижение потребления дата-центров – актуальная проблем, которую необходимо решить.

В этой работе был проведён анализ на примере ЦОД «Авантаж», который располагается в подмосковном Лыткарино. Для того, чтобы изучить уровень энергоэффективности ЦОДа используется такой показатель, как PUE (эффективность использования энергии). Данный показатель определяется как соотношение общего энергопотребления ЦОД к энергопотреблению IT-оборудования [1].

По результатам нашего исследования значение показателя PUE упомянутого ранее центра обработки данных нельзя назвать идеальным- 1,78. В соответствии с полученным значением и согласно таблице, представленной

компанией Green Grin, ЦОД «Авантаж» имеет удовлетворительную организацию энергопотребления (показатель идеальной организации- 1,25). Анализ результатов исследования позволил выявить необходимость в снижении уровня показателя PUE.

Во всем мире компании-владельцы ЦОД инвестируют в свои data-центры огромные средства для того, чтобы снизить затраты на их использование. Однако, казалось бы, очевидные вещи по оптимизации работы data-центров обращают на себя не так много внимания. В основном, компании пытаются уменьшить затраты на эксплуатацию data-центра за счет увеличения эффективности охлаждения, оптимизации источника бесперебойного электропитания (ИБП) и других систем ЦОД некоторыми физическими методами, такими как изоляция воздуховодов и более экономичное использование охлажденной воды или воздуха. Но эффект от таких способов оптимизации работы ЦОД конечен и в конечном итоге станет недостаточным для постоянно растущих вычислительных инфраструктур.

Гигантский объем данных, обрабатываемый внутри вычислительных систем data-центров, их сложные взаимосвязи вынуждают владельцев ЦОД прибегать к использованию чего-то более эффективного, чем простые инженерные вычисления. Таким решением все чаще становится внедрение искусственных нейронных сетей [2].

Обученная нейронная сеть способна прогнозировать события на основе огромного количества информации, учитывая все взаимосвязи систем в ЦОД. Механизмы моделирования с использованием нейронных сетей помогают автоматически прогнозировать и выявлять возможные проблемы, возникающие, если нейронная сеть обнаруживает значительное отклонение систем от построенного прогноза [3].

Согласно опыту крупнейших корпораций-владельцев ЦОД, таких как Facebook и Google, с помощью применения методов искусственного интеллекта, в частности, нейронных сетей, показатель PUE возможно уменьшить до идеального уровня 1,15, и тем самым значительно снизить затраты на электроэнергию, используемую для эксплуатации ЦОД.

Для нашей страны такой путь решения проблемы практически неконтролируемого роста энергопотребления data-центров должен стать одним из наиболее приоритетных, так как в перспективе стимулирование спроса на все виды продуктов ИТ-сферы будет и со стороны таких государственных программ, как, например, «Цифровая экономика».

ЛИТЕРАТУРА

1. Энергоэффективность ЦОД и как ее измерить. // Cosmonova.net URL: <https://cosmonova.net/page/dc-energy-efficiency>.
2. Цифровая трансформация центров обработки данных. // Журнал сетевых решений URL: <https://www.osp.ru/lan/2018/02/13054337>
3. Андрюшин А. В., Щербатов И. А., Цуриков Г. Н., Титов Ф. М. Создание систем предиктивной аналитики для энергетических объектов // Управление развитием крупномасштабных систем. Москва: Международный научно-исследовательский институт проблем управления РАН, 2019. С. 452-460.

ПРОГРАММНЫЙ КОД АВТОМАТИЗАЦИИ РАСЧЁТА
ГОРИЗОНТАЛЬНОГО ПАРОГЕНЕРАТОРА АЭС

Введение. Одним из важнейших элементов АЭС с ВВЭР является парогенератор. Для выполнения инженерно-технических и научных расчётов применяются современные вычислительные средства. Несмотря на это некоторые виды расчётов являются очень трудоёмкими. Цель работы – создать программный код автоматизации расчёта горизонтального парогенератора в среде MatLab.

Актуальность. Развитие информационных технологий и вычислительных программ позволяет существенно увеличить точность и производительность расчётов. Однако область конструкторских расчётов до сих пор требует больших вложений сил и времени инженера. В случае проектирования парогенератора перед ним прежде всего встают такие задачи, как одновременное обеспечение достаточной мощности, высокой экономичности и безопасности конструкции. При этом необходимо учитывать ограничения по её габаритам, которые накладывают требования по транспортировке. Разработка программного кода, позволяющего проводить многовариантные расчёты парогенератора, облегчит задачу, которая в настоящее время требует от инженеров больших усилий и затрат времени.

Цель исследования. Цель исследования заключается в автоматизации методики расчёта парогенератора для ядерного реактора ВВЭР-1000. Для достижения поставленной цели в ходе разработки решались следующие задачи:

1. Анализ существующей методики расчёта;
2. Выявление разделов методики, требующих автоматизации вычислений;
3. Написание программного кода для расчётов парогенератора;
4. Тестирование кода.

В работе использовано методическое пособие [1], авторы которого предлагают следующий алгоритм: тепловой расчёт, компоновочные расчёты, гидравлические расчёты по I и II контурам и др.

Для проведения расчётов существует необходимость определения теплофизических свойств воды и водяного пара, которые обычно определяются с помощью таблиц и специальных программ. Программный код, в свою очередь, получает данную информацию напрямую из функций, разработанных Марком Мифовски на основе исследований Международной ассоциации по свойствам воды и пара [2]. Также тепловой расчёт включает в себя задачу по поиску плотности теплового потока. Программная среда MatLab включает в себя функции, способные получить коэффициенты аппроксимации данных полиномом заданного порядка (функция `polyfit`), найти значения функции по коэффициентам полинома в заданной точке (функция `polyval`), а также нуль функции в заданной области (функция `fzero`). С их помощью код увеличивает не

только скорость, но и точность поиска решения. В качестве примера на рисунке 1 приведены схемы определения истинной величины теплового потока по разработанному алгоритму и опорной методике.

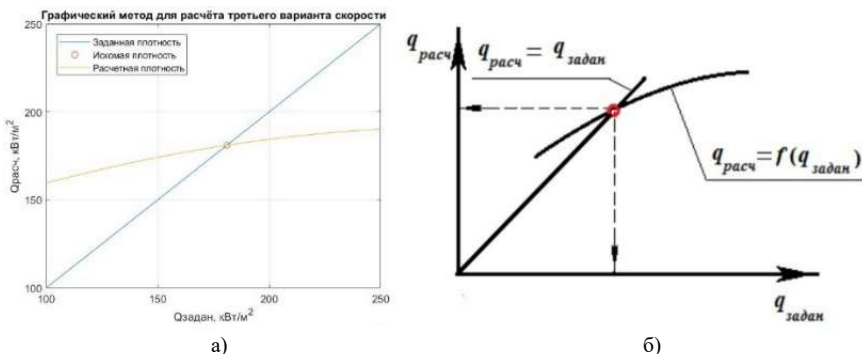


Рисунок 1 – Графическое решение для плотности теплового потока
а) в программном коде; б) в методическом пособии [1]

Наибольшую сложность для проектировщика представляет компоновочный расчёт, который должен учитывать такие факторы, как: условие осуществления естественной циркуляции, обеспечение достаточной поверхности нагрева, удовлетворение условиям прочности и соответствие друг другу габаритных размеров в вертикальном и горизонтальном направлениях. Для решения этой задачи был разработан алгоритм, последовательно подбирающий параметры (из диапазонов значений каждого из них), которые бы удовлетворяли всем условиям. Внутри данного алгоритма также применено нестандартное решение компоновки трубных пучков в виде пакетов-матриц, где наличию трубки в секции соответствует «1», а отсутствию – «0» (рис. 2). Это позволяет не только точно подсчитать количество трубок в пучке, но и иметь визуальное представление о формировании нижней образующей части пакета.

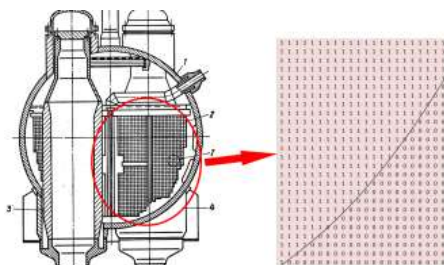


Рисунок 2 – Боковой пакет-матрица

Гидравлические расчёты парогенератора основаны на диаграммах И.Е. Идельчика [3], которые оцифрованы в программном коде. Расчёт естественной циркуляции включает в себя графический метод определения кратности циркуляции в разных сечениях ПГ по тому же принципу, что и для поиска плотности теплового потока.

В программном коде реализован расчет прочности отдельных элементов ПП по методикам ПНАЭ Г-7-002-86 [4]. Для этой цели были оцифрованы таблицы свойств сталей, где промежуточные значения допускаемых напряжений находятся по линейной интерполяции.

Выводы. Программный код позволяет выполнять многовариантные расчёты парогенератора на основе ориентировочных соотношений, полученных из опыта эксплуатации. В будущем предполагается разработка дружелюбного интерфейса и автоматизация поиска оптимальных параметров конструкции.

ЛИТЕРАТУРА

1. Агафонова Н.Д. Теплогидравлический расчет парогенераторов АЭС: учеб. пособие / Н.Д. Агафонова, И.Л. Парамонова, А.П. Парамонов. - СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2014. — 130 с.
2. Technical Guidance for Cycle Chemistry URL: <http://www.iapws.org/techguide.html>.
3. Идельчик И.Е. Справочник по гидравлическим сопротивлениям /Под ред. М. О. Штейнберга. - 3 изд., перераб. и доп. – М.: Машиностроение, 1992. – 672 с.
4. Нормы расчета на прочность оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок (ПНАЭ Г-7-002-86) / Госатомэнергонадзор СССР. – М., Энергоатомиздат, 1989. – 525 с.

УДК 330.11, 336.744

К.Н. Александров¹, Н.Г. Иванова², О.В. Новикова¹

¹Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

²Санкт-Петербургский университет ГПС МЧС России

КРИПТОВАЛЮТЫ КАК ЭКВИВАЛЕНТ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СТОИМОСТИ

Актуальность работы. Исторически развитие человечества происходило под воздействием разработанных им технологий: совершенствовались орудия, предметы и средства труда, которые в рыночной экономике превратились в товар, сформировав товарные отношения, чему способствовало появление денег как всеобщего эквивалента. Изначально в экономической науке основной акцент был сделан на производство, обеспечивающее людей всем необходимым для жизни. С течением времени эволюция экономических процессов привела к разнообразию экономических школ, каждая из которых выделила свои предметы и методы исследования общества, которые до сих пор применяются в современной экономике [1].

В итоге к XXI веку человечество выработало два направления регулирования национального производства: классическое (рыночное) и кейнсианское (государственное вмешательство). Преобладание второго направления в настоящее время привело к зависимому от государства положению денег: их покупательная способность в большей степени зависит от монетарной политики центральных банков [2]. Тем самым выходит, что ценность накопителей зависит от профессионализма служащих центрального банка, а также общего состояния экономики. К этому следует добавить, отказ от золотого стандарта в пользу необеспеченных бумажных знаков – резервных валют (доллар, евро, британский фунт) – продемонстрировал финансовые

возможности развитых стран, создавших таким образом стабильный спрос на свои валюты в мире и поставивших в неравное положение другие государства.

Отсюда *целью работы* является анализ новой мировой цифровой валюты (на примере биткоина) в контексте его увязки с уровнем производства через энергопотребление, для чего разберемся с преимуществами и ограничениями биткоина, выявим взаимосвязь между ценой биткоина и затраченной энергией, показав возможность создания единого энергетического стандарта (*задачи работы*).

Как было сказано, сложившаяся текущая денежная система обеспечивает экономический рост за счет поддержки спроса на валюту центробанками, определяющими меновую стоимость валюты при помощи своей репутации и денежно-кредитной политики, приводящей к уменьшению относительной величины накоплений.

Описанная выше ситуация благодаря использованию экономико-математических методов в информационных технологиях способствовала созданию новой децентрализованной одноранговой системы переводов денежных средств – биткоину [3]. Основными ее преимуществами для индивида являются отсутствие посредников, доступность по всему миру, легкость трансграничных переводов. Кроме того, важным свойством является ограниченная эмиссия валюты, то есть ее суммарное количество не может превысить 21 миллиона единиц. Поэтому цена на биткоин потенциально должна только расти при условии стабильного спроса, что делает его популярным средством для хранения сбережений. За последние годы биткоин показал феноменальный рост с 454 \$ в апреле 2016 г. до 53 260 \$ в апреле 2021 г. [4]. Можно сделать вывод, что текущие инвесторы верят в дальнейший рост данного актива, несмотря на ряд его ограничений:

- 1) высокие колебания цены относительно традиционных валют;
- 2) ограничение по количеству транзакций в день (0,5 млн. против 276,5 млн. у Visa);
- 3) высокая стоимость одной транзакции;
- 4) постепенное усложнение генерации блоков;
- 5) незначительная часть компаний готова принимать биткоин как платежное средство за оплату собственных товаров и услуг.

Сама по себе сеть является одноранговой, т. е. состоит из равноправных участников – узлов, которые хранят у себя на жестком диске файлы с набором всех предыдущих транзакций в виде связанных между собой блоков, сложность генерации которых быстро увеличивается, что приводит к повышению количества необходимого оборудования, а также к росту комиссии транзакции (за последние несколько лет колебания происходили от менее 1 до 62 долларов за транзакцию) [5]. Это же подтверждается и графиком ниже (рисунок 1), показывающим повышение энергопотребления биткоина оборудованием, необходимым для поддержки транзакций.

Уже сейчас цена на биткоин значительно зависит в т. ч. от затраченной электроэнергии на генерацию блока, поэтому можно предположить, что биткоин становится её производным выразителем. Однако, сама ценность электроэнергии

для нас может быть абсолютной, а затраты на ее получение всегда обусловлены технологией и, следовательно, их выбор влияет на биткоин.

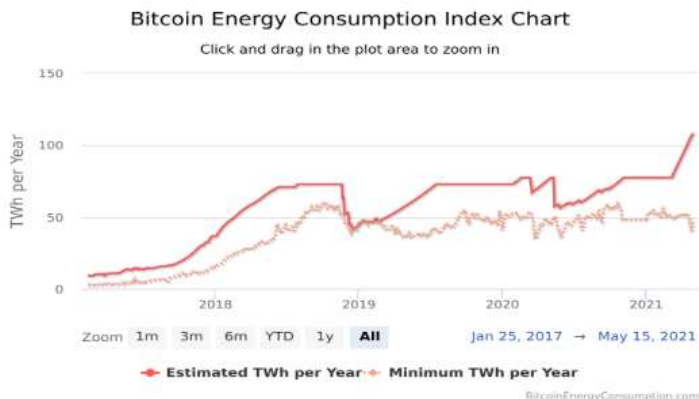


Рисунок 1. Ожидаемое и минимальное потребление электроэнергии, кВт*ч [6]

В ближайшем будущем мир ждёт стремительная автоматизация и роботизация, что неминуемо приведет к повышению спроса на электроэнергию, а также росту её удельного веса в себестоимости продукции при снижении участия человека в производстве. Это означает, у человечества появляется возможность испытать новый эквивалент в виде сгенерированной электроэнергии, что может позволить деньгам стать гораздо менее волатильными, а также странам иметь более справедливые курсы валют, базирующиеся не на спросе на них, а на объёмах их производства, которое определяется потребленной электроэнергией, а, значит, может выступать в качестве единого энергетического стандарта.

ЛИТЕРАТУРА

1. Иванова Н.Г. Экономическая теория: учебное пособие. СПб.: Санкт-Петербургский университет ГПС МЧС России, 2020. 236 с.
2. Аммус С. Краткая история денег, или все, что нужно знать о биткоине / пер. с англ. М. Сухотиной; науч. ред. Н. Решетник. М.: Манн, Иванов и Фербер, 2019. 272 с.
3. Nakamoto S. Bitcoin: A Peer-to-Peer Electronic Cash System. URL: <https://bitcoin.org/bitcoin.pdf>.
4. Bitcoin price from October 2013 to May 2021. Statista.com. URL: <https://www.statista.com/statistics/326707/bitcoin-price-index/>.
5. Bitcoin Avg. Transaction Fee historical chart. Bitinfocharts.com. URL: <https://bitinfocharts.com/comparison/bitcoin-transactionfees.html>.
6. Bitcoin Energy Consumption Index Chart. Digiconomist.net. URL: <https://digiconomist.net/bitcoin-energy-consumption/>.

ФУНКЦИОНАЛЬНАЯ МОДЕЛЬ КАК ОСНОВА ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОГО УПРАВЛЕНИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННЫМИ ПРОЦЕССАМИ НА ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ПРЕДПРИЯТИЯХ В МАСШТАБЕ РЕАЛЬНОГО ВРЕМЕНИ

В настоящее время энергетические предприятия функционируют в условиях цифровизации, что вынуждает их адаптироваться к непредсказуемым обстоятельствам с помощью горизонтальной и вертикальной интеграции процессов управления. В данной ситуации применяются интегральные данные с различными горизонтами времени: от миллисекундного до суточных. В работе предложена функциональная модель для распознавания и усвоения знаний, охватывающих 4 шага: (i) аналитика и перепроектирование контролируемых производственных процессов, (ii) создание модели данных и диаграммных сводок предприятия для автоматизированных устройств и бизнес-приложений, (iii) отождествление знаний на основании нахождения информации в процессах работы с базами данных, система регулярного наблюдения и регулирования производственными процессами на основании данных, полученных при всестороннем анализе фактов и событий [1].

Целью исследования является внедрение цифровых технологий на основании процессной модели идентификации и ассимиляции знаний, позволяющая использовать в полном объеме интегральные данные для оперативного управления энергетическим предприятием [2].

В конце XXвека некоторые эталонные архитектуры объединения предприятия появились в доступе для создания проектов и их реализации (EI-Enterprise Integration): CIMOSA, PERA, ARISи GRAI/GIM, которые отличаются теоретической базой, оценкой предприятия, подходами к созданию моделей и стратегией. Для внедрения цифровых технологий с целью интеграции предприятия создан ИТ-фреймворк, применяющий объекты отслеживания совместно с RBS.

Для реализации одной из основных целей ИТ -фреймворк – регулярный контроль за производственными процессами, осуществляется механизм публикация-подписка, применяемая в событийно-ориентированной архитектуре. EI – уровень подписывается на события, формируемые автоматическими устройствами на уровень производства.

Функциональная модель осуществления операционного контроля объединяет в себе 4 этапа, каждый из которых является исключительным для определенного предприятия. Данные этапы производственного процесса могут выполняться непоследовательно, кроме того, отдельные стадии могут осуществляться нерегулярно с целью улучшения функционирования предприятия [3]:

Этап 1. Аналитика и перепроектирование контролируемых производственных процессов.

В рамках административного аппарата предприятия понимание производственных процессов занимает решающую позицию в плане осуществления тактических и стратегических решений оперативного онлайн управления.

Этап 2. Создание модели данных и диаграммных сводок предприятия для автоматизированных устройств и бизнес-приложений.

На данном этапе помимо статической структуры модели базы данных энергетического предприятия, DFDs определяет взаимозависимости между процессными системами и автоматическими ресурсами либо по отдельности, либо в сочетании.

Этап 3. Отождествление знаний на основании нахождения информации в процессах работы с базами данных.

Согласно целям KDD-процесса необходимо отобрать способы добычи данных, так как они позволяют определить тип знаний, который планируется найти, а именно описание концепции, систематизации, объединения, группирования и прогнозирования.

Этап 4. Регулирование производственными процессами на основании данных.

Повторные, трудоемкие и время затратные запросы к базе данных (к примеру, использование запросов оперативной обработки аналитических данных, OLAP – Online Analytical Processing) приводят к офлайн контролю производственных процессов. В связи с этим, для осуществления контроля работы предприятия данные реального времени должны быть обработаны онлайн или с предварительным использованием идентифицированных знаний, объектов отслеживания и CEP.

Идентификация и подробная характеристика событий позволяет добиться эффективного мониторинга и управления производственными процессами. Раннее выявленные знания отождествляются с разработкой шаблонов событий и правил шаблонов событий совместно с программированием EPL. Проводятся интервью с экспертами в предметной области для улучшения и детализации шаблонов событий и подходящих правил шаблонов событий, которые хранятся в централизованной базе данных [4].

Таким образом, вышеуказанные ИТ-фреймворк и подходящая ему функциональная модель процесса создания цифрового объединения энергетического предприятия и усовершенствования оперативного контроля производственных процессов формируются и приспособляются для контроля и управления инновационной деятельностью предприятий в различных отраслях энергосырьевого сектора. Ожидаемый результат применим для сетевых организаций отраслей энергетики [5].

ЛИТЕРАТУРА

1. Еникеева С.Р., Рахимов И.К., Лившиц С.А. О методах решения сингулярных интегральных уравнений с ядрами коши на отрезке / Вестник Казанского государственного энергетического университета. 2018. № 3 (39). С. 12-18.

2. Еникеева С.Р., Рахимов И.К., Лившиц С.А., Усачев С.С. Математический анализ и моделирование процессов: обоснование итерационного и кубатурного методов решения нелинейного сингулярного интегрального уравнения / Вестник Казанского государственного энергетического университета. 2018. Т. 10. № 2 (38). С. 10-15.
3. Карусева Н.Ю., Лившиц С.А., Коцюбинский А.В. Стратегический менеджмент: моделирование в archimate архитектуры предприятия при поглощении компании, работающей в другом правовом поле / Экономика энергетики и энергосбережение. Материалы Международной научной конференции. 2018. С. 10-12.
4. Роженцова Н.В., Регир О.С., Коцюбинский А.В. Многоагентный подход к моделированию активных потребителей / Вестник Казанского государственного энергетического университета. 2019. Т. 11. № 2 (42). С. 47-55.
5. Чепкасова, Т.А. Бугаева Т.М. Анализ экономического эффекта от реализации программы бережливого производства на ТЭЦ ПАО "ТГК-1" / Неделя науки СПбПУ : Материалы научной конференции с международным участием, 2019. – С. 622-624.

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ЭКОНОМИКА В ЭНЕРГЕТИКЕ

MODERN TECHNOLOGIES AND ECONOMICS IN ENERGY MTEE – 2021

Материалы Международной
научно-практической конференции

29 апреля 2021 года

Налоговая льгота – Общероссийский классификатор продукции
ОК 005-93, т. 2; 95 3004 – научная и производственная литература

Подписано в печать 30.06.2021. Формат 60×84/16. Печать цифровая.

Усл. печ. л. 11,75. Тираж 28. Заказ 3176.

Отпечатано с готового оригинал-макета,
предоставленного ответственным организатором,
в Издательско-полиграфическом центре Политехнического университета.
195251, Санкт-Петербург, Политехническая ул., 29.
Тел.: (812) 552-77-17; 550-40-14.