Министерство науки и высшего образования Российской Федерации

КАЗАНСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

БЕЛОРУССКИЙ
НАЦИОНАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ
ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ПЕТРА ВЕЛИКОГО

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ЭКОНОМИКА В ЭНЕРГЕТИКЕ

Материалы Международной
научно-практической конференции

27 апреля 2022 года

ПОЛИТЕХ-ПРЕСС
Санкт-Петербургский
политехнический университет
Петра Великого

Санкт-Петербург
2022

ББК 65:31
С56

Современные технологии и экономика в энергетике : материалы Международной научно-практической конференции, 27 апреля 2022 г. – СПб. : ПОЛИТЕХ-ПРЕСС, 2022. – 323 с.

В сборнике опубликованы статьи ведущих ученых и преподавателей университетов России и Белоруссии, руководителей и специалистов отечественных 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 энергетики 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 и энергосбережения, вопросы менеджмента в энергетике, современные аспекты тепловой, ядерной и водородной энергетики, а также передовые цифровые технологии в энергетике и промышленности.

Ответственный за выпуск – канд. экон. наук, доц. *О. В. Новикова*
Редакторы: *И. А. Лазарева, Р. С. Киреев, С. С. Каюкова*

Печатается по решению
Совета по издательской деятельности Ученого совета
Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого.

ISBN 978-5-7422-7728-6

© Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого, 2022

Содержание

Экономика и менеджмент в энергетике

А.Е. Баранов, С.Ю. Чекмарев

Автоматизация контроля работы теплофикационных установок..... 14

В.Ю. Полторыхина, О.В. Новикова

Анализ повреждаемости воздушных линий электропередачи в результате воздействия животных(птиц)..... 16

А.К. Павлова, В.Ю. Кулькова

Анализ применения проектного подхода в управлении в энергетике 18

Е.В. Захарова, Е.С. Дубровская

Анализ развития альтернативной энергетики в мире 21

М.С. Новоселова, Н.Р. Мингазов

Анализ рентабельности производства в сфере электроэнергетики..... 23

Н.Р. Мингазов, М.С. Новоселова

Анализ влияния инфляции в сфере электроэнергетики..... 25

К.И. Павлов, К.П. Соловова

Анализ рынка энергоресурсов России в новых экономических условиях ... 27

О.В. Новикова, А.В. Павлова, И.И. Щипцова

Анализ технологических перспектив развития децентрализованного теплоснабжения на примере северо-западного региона России..... 29

О.В. Новикова, Тянь Цзявэй

Анализ факторов влияния на выбор расположения биоэнергетической установки 32

К.А. Чижова

Анализ экономического стимула по снижению экологического воздействия генерирующих компаний 35

А.Д. Рыдзевская

Влияние рециклинга на экологическую безопасность..... 37

Е.С. Дубровская, А.Х. Баймурзин

Влияние технологий индустрии 4.0 на экономическое развитие компаний 39

А.С. Дьяченко, Ю.В. Юферев, А.К. Юдин, Я.А. Владимиров

Выбор инвестиционной стратегии развития коммунальной инфраструктуры муниципальных образований 42

А.И. Лимонов, С.В. Гордей

Выбор структуры обслуживания распределительных электрических сетей 44

А.И. Возиян

Комплексное решение задачи повышения надежности и экологичности энергоснабжения 47

Р.Р. Мубаракшина

Меры государственной поддержки для развития рынка электромобилей ... 49

Ю.В. Ортикова, О.В. Новикова

Несовершенство механизма гарантированного возврата инвестиций в программе модернизации ТЭС в части индексации капитальных затрат.. 51

Т.Ф. Манцерова, Е.П. Корсак

Определение уровня энергетической безопасности предприятия энергетики 54

А.Ю. Васина, Е.С. Дубровская

Определение технико-экономической эффективности осветительного электрооборудования 56

Е.И. Тымуль

Особенности логистики в энергетике 58

М.О. Дубровская

Особенности организации анализа себестоимости продукции на предприятиях ТЭК 60

А.И. Возиян, А.И. Шмелева, А.С. Калюжин

Перспективы переработки углекислого газа на нефтеперерабатывающем заводе 62

А.А. Аристова, О.В. Новикова

Оценка уровня инновационного развития биоэнергетики России 64

Д.Р. Урмеева, Ю.А. Рогожа, Л.Р. Уразбахтина

Повышение эффективности управления энергоресурсами на промышленном предприятии 67

А.А. Дмитриева

Участие генерирующих компаний России в развитии водородной энергетики 69

Р.Г. Джалалов, А.С. Воеводина, С.А. Радченко

Перспективы развития возобновляемых источников энергии в России 72

В.В. Пирогова

Применение технологии "Интернет +" умная энергия в электроэнергетическом комплексе 74

А.С. Стасевич

Возможности солнечной энергетики: состояние и перспективы 76

А.А. Яшина, А.А. Сосипатрова

Развитие энергетического сектора в России и влияние на экономику 79

Н.А. Шкорубский, С.А. Шкорубская

Реформирование способов закупочных процедур заключения энергосервисных контрактов для государственных (муниципальных) нужд с 1 января 2022 года 81

Р.Р. Яковлева, М.И. Сафиуллин

Роль и значение энергетики для устойчивого экономического развития стран 84

А.Р. Яруллина, Р.В. Акыева

Роль топливно-энергетического комплекса в экономике России 86

Д.Р. Урмеева, Ю.А. Рогожа, Н.А. Юдина

Совершенствование управления инновациями в области электроэнергетики 89

Р.Р. Мавлеев, Е.С. Дубровская

Современный концепт методов менеджмента при строительном процессе газопроводной сети 91

Л.Ф. Хайдарова, А.А. Сибагатуллина, Е.А. Хусаинова

Укрепление экономической безопасности энергетического предприятия ... 93

Н.А. Самосюк

Управление ресурсом оборудования в электроэнергетике республики Беларусь 95

А.А. Исмагилова, Г.И. Фатхуллина

Управленческий учет и его роль в управлении финансовыми потоками организаций ТЭК 98

В.В. Гаврилов, У.Д.С. Гунасекара, О.В. Новикова

Экономическая целесообразность геотермальных электростанций в качестве альтернативы тепловым электростанциям в Шри-Ланке 100

Водородная энергетика

Ю.А. Колбанцев, М.И. Куколев

Анализ перспективы крупнотоннажной выработки водорода на АЭС России 104

К.С. Калмыков, И.Д. Аникина

Выбор тепловой электростанции для тригенерации с производством водорода в качестве побочного продукта 106

И.Д. Аникина, И.А. Коршакова

Генерация «голубого» водорода на Петрозаводской ТЭЦ и использование его в качестве резервного топлива 108

Е.С. Дубровская, А.Р. Казиханов

Оценка эффективности получения водорода путем пиролиза метана и дальнейшего его смешивания с природным газом для смесевого топлива 111

Д.А. Трещёв, Я.А. Владимиров, И.А. Дундич

Перспектива перевода Мурманской ТЭЦ на метан-водородную смесь 113

Д.Л. Колбанцева, Д.А. Трещёв, М.А. Трещёва

Перспективы использования водорода в качестве топлива на действующих ТЭС РФ 115

Д.Л. Колбанцева, Д.А. Трещёв, М.А. Трещёва

Перспективы производства водорода из отходов на действующих ТЭЦ г. Санкт-Петербурга 118

Т.Ф. Чан, И.Д. Аникина

Перспективы развития водородной энергетики во Вьетнаме 120

К.С. Калмыков, И.Д. Аникина

Применение теплового насоса в процессе тригенерации на тепловой электростанции 122

А.Н. Ленских, Р. Байдия, О.В. Новикова

Проблема хранения водорода в энергетике 125

Современные аспекты тепловой и ядерной энергетики

Р.С. Киреев, Н.А. Ширяев

Анализ системы разогрева моноблока реакторного в составе РУ СВБР-100 128

R. Kumar, I.D. Anikina

Incorporating steam methane reforming (SMR) in a CHP plant 131

Н.М. Кузнецов, С.П. Лаухин

Автоматизация расчёта работы на частичном режиме паротурбинной установки К-800-240 134

О.А. Мильто, Н.Т. Амосов

Анализ экономичности работы котельных агрегатов при утилизации теплоты уходящих газов 136

С.А. Лямин, А.П. Парамонов, А.А. Тринченко

Верификация моделей расчёта топочного процесса газового энергетического котла 139

Д.В. Головаха, М.Ю. Сергеев

Анализ оптимальных режимов течения двухфазного потока в парогенераторе модульной реакторной установки 141

А.К. Павлова, С.А. Ливщиц, Н.А. Юдина

Виды классификаций отходов производства и бытовых отходов 143

П.Г. Назарова, Е.П. Корсак

Влияние атомной отрасли на окружающую среду 146

М.В. Конюшин

Влияние неопределенности параметров тепловой схемы АЭС в случае методики оценки ее показателей 148

А.Л. Буров, А.Г. Герасимова, А.А. Павловская

Разработка стандарта государственного предприятия «Белорусская АЭС» «Правила охраны труда при эксплуатации тепломеханического оборудования и тепловых сетей атомной электростанции» 150

К.О. Потоцкая, В.А. Галынская

Выявление перспектив использования замкнутого ядерного топливного цикла 152

Д.А. Трещёв, М.А. Трещёва, Д.А. Колбанцева

Использование показателя относительной экономии топлива при выборе оптимальной энергосистемы для теплофикационной ПГУ 155

А.А. Калютик, В.С. Модестов, А.И. Аржаев, В.О. Маханев, А.А. Аржаев

К вопросу об оценке прочности корпусов реакторов ВВЭР при эксплуатации 157

И.А. Лазарева, И.Л. Парамонова

Обоснование надежности аварийно-устойчивого ТВЭЛа для атомной станции малой мощности 159

Н.Н. Бондаренко, В.Д. Гаев

Оптимизация конструктивного профиля последних ступеней мощных паровых турбин с лопаткой 1200 мм 162

Н.Н. Бондаренко, В.Д. Гаев

Определение предельной длины лопаток последних ступеней паровых турбин большой мощности 164

Г.А. Ромахова

Моделирование показателей перспективных парогазовых установок 167

А.И. Суханов, Д.В. Дивлетбаев

Оценка влияния температуры на длительную прочность элементов конструкции турбинных установок 169

Е.В. Богдан, Н.Б. Карницкий

Оценка существующих условий работы ТЭЦ белорусской энергосистемы 171

Г.А. Ромахова

Предельная эффективность газотурбинных установок 174

В.В. Безруких

Расчет характеристик генераторного газа при горновой газификации угля различных марок для сжигания в ГТУ 176

М.В. Тимофеев, В.А. Суханов

Расчетные исследования динамических характеристик САР частоты вращения ротора турбины К-300-240 ЛМЗ при ее работе с нагрузкой на собственные нужды 178

И.Ю. Талабира, Н.А. Забелин

Расчет спектра капель в последних ступенях ЦНД паровых турбин 180

Н.А. Селезнев, М.И. Куколев, М.А. Гвоздев

Современный подход к алгоритму работы спринклерной системы АЭС .. 183

З.В. Ковганов, В.А. Романко

Создание программы расчета остаточного тепловыделения отработавшего ядерного топлива и расхода воды для его охлаждения 185

Б.М.Д.Н.С. Джайасингхе, У.Д.С. Гунасекара, В.В. Гаврилов, И.А. Лазарева

Энергия ветра и приливов как динамичное решение проблемы зависимости Шри-Ланки от тепловых электростанций 188

Д.А. Федорович, И.Л. Парамонова

Температурное состояние ТВЭЛа реактора Брест-ОД-300 во время незапланированного вывода стержней-поглотителей..... 191

В.В. Гаврилов, Я.А. Владимиров, У.Д.С. Гунасекара, И.А. Лазарева

Сравнительный анализ применения стальных теплопроводов и гибких теплопроводов КАСАФЛЕКС для реконструкции изношенных тепловых сетей..... 194

Энергоэффективные технологии

К.В. Трушкова

Анализ эффективности применения систем аккумулирования для электроснабжения изолированных регионов..... 197

М.Р. Малашенко

Возможности повышения эффективности использования энергоресурсов на нефтяных месторождениях в Арктике..... 199

А.Л. Буров, А.Г. Герасимова, В.В. Клюев

АСР дозирования гидразина и аммиака 202

А.С. Стасевич

Возможности солнечной энергетики: состояние и перспективы 205

М. Омран, А.А. Жарковский, В.А. Щур

Выбор математической модели для расчёта течения в проточной части радиально-осевой гидротурбины 207

А.В. Печников, А.П. Плотников

Изучение характеристик поверхностного разряда в металлопленочных конденсаторах с новым гибридным типом электродов 210

О.В. Соловьева, С.А. Соловьев, Р.З. Шакурова

Исследование влияния материала с фазовым переходом на теплопроводность композита..... 212

М.О. Богданова

Обоснование эффективности использования возобновляемых источников энергии для освещения Крымского моста..... 214

Е.Р. Гарайшина

Исследование перспектив электроавтомобилестроения в РФ 216

Н.В. Романюк, П.Б. Чукалова

Исследование уровня инновационности внедряемых мероприятий по энергосбережению 219

Р.В. Сименчук, А.А. Тринченко, А.П. Парамонов

Определение гранулометрического состава пыли сбросного воздуха пылесистемы с промежуточным бункером 221

А.М. Зимин

Оптимизация параметров СЭС для питания футбольного стадиона 224

Р.В. Сименчук, А.А. Тринченко, А.П. Парамонов

Организация ввода сбросного воздуха в топку котла, оборудованного пылесистемой с промежуточным пылевым бункером..... 226

М.Р. Кадыров, А.А. Тринченко, А.П. Парамонов

Оценка вероятности шлакования топки котла с угловым расположением горелок 230

А.М. Балакин, А.Р. Бадамшин, М.А. Лаптев, Ю.В. Матвеев, В.В. Барсков

Оценка эффективности применения регенерации тепла выхлопных газов газотурбинной установки для подогрева топливного газа 232

А.А. Федоров, К.А. Парфенов, В.В. Барсков

Перспективы применения энергетической установки по циклу Аллама ... 235

Ю.И. Иванов, М.М. Проценко

Повышение эффективности газотурбинной установки ГТК-10 при помощи органического цикла Ренкина..... 237

Д.А. Иванцов

Повышение эффективности газотурбинной установки за счет утилизации тепла уходящих газов 240

Е.Н. Кобзарь

Применение провода типа «Литцендрат» для уменьшения потерь в трансформаторе для контактной сварки труб оплавлением..... 242

Н.С. Елсуков, И.Д. Аникина, А.С. Алешина

Применение теплонасосной установки для снижения нагрузки пикового водогрейного котла на ТЭЦ..... 244

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

Разработка алгоритма и программы выбора автономных источников электроэнергии для компрессорных и газораспределительных станций ПАО «Газпром»..... 247

И.Х. Алиев

Разработка лабораторного стенда для испытаний трансформаторов тока . 249

Б.С. Ниемб

Разработка и обоснование элементов механизма развития биоэнергетики для малых и средних предприятий..... 252

И.А. Дегтярев

Разработка системы энергоснабжения поселка городского типа «Ноглики» с использованием ВЭС 254

А.А. Синицын, О.В. Соловьева, А.Ш. Сабирзянова

Результаты моделирования работы регенеративного теплообменника для здоровьесберегающих технологий..... 256

Н.А. Забелин, Э.Э. Камучев

Усталостное разрушение рабочей лопатки на примере рабочей лопатки последней ступени газотурбинной установки мощностью 25 МВт 259

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

Сравнительный анализ влияния характеристик рабочего тела и топлива на эффективность газотурбинной установки..... 262

С. Семаков

Сопоставление алгоритмов отслеживания точки максимальной мощности в условиях частичного затенения 264

А.В. Кондрашов, А.А. Тринченко

Система утилизации теплоты конденсации холодильных машин 267

А.С. Герасимов, А.А. Гурьев, П.А. Карнаухова, А.В. Павлова, К.А. Самусик

Управление резервами активной мощности в электроэнергетической системе 269

IT-технологии в энергетике

Н.К. Казанцев, А.М. Молоков

Актуальные задачи и решения с применением IoT в энергетике 273

Г.М. Гумерова, К.В. Сорокина, О.В. Дюдина

IT-технологии в энергетике 275

А.А. Ходжамов, И.О. Иванов

Автоматизация обработки экспериментальных данных при исследовании характеристик процессов самовосстановления в металлопленочных конденсаторах 277

А.А. Зайцев, Д.П. Пушкарь, С.О. Попов

Применение цифровых двойников для диагностики микропроцессорных устройств РЗА 280

Д.С. Чебыкин, А.В. Богданов, С.О. Попов

Автоматизация расчёта уставок ступенчатых защит 283

А.Ш. Сабирзянова, А.А. Шакиров, Н.А. Юдина

Анализ мобильных платформ с целью разработки мобильных приложений для энергетики и промышленности 285

Ч.Р. Алеева, А.К. Синичкина, Н.А. Юдина

Искусственный интеллект в энергетическом секторе 287

К.В. Белов

Оптимизация процесса выбора количества гидроагрегатов микро-ГЭС 290

П.С. Битяков, Н.А. Юдина

Особенности IT-трансформации в сфере тепло- и электроэнергетики Татарстана 292

А.В. Тарасюк, Е.П. Корсак

Оценка использования аналитики Big Data в энергетическом секторе 295

А.В. Закирова, Э.Р. Тазетдинова, Н.А. Юдина

Применение и использование IT-технологий в электроэнергетике 297

Д.А. Коледа, А.В. Санкин, С.О. Попов

Применение программных комплексов реального времени для диагностики систем РЗА 300

Е.А. Иванов, Я.И. Чернышев, А.С. Клюев, А.А. Захаров

Применение открытого CFD пакета OpenFOAM для расчета рабочих характеристик центробежного насоса типа ВНГ 302

К.С. Климов, С.О. Попов

Повышение эффективности релейных защит при витковых замыканиях .. 305

А.Р. Шакирзянова, Р.Р. Хадиуллина, Л.Р. Уразбахтина

Применение технологий визуализации и компьютерного моделирования в энергетике 308

Г.А. Олейник

Разработка и использование информационных моделей систем РЗА..... 310

Л.Р. Уразбахтина, А.Ш. Сабирзянова, Э.Р. Галиуллина

Цифровые барьеры развития электроэнергетики в России 313

В.С. Хворова, Э.М. Габдрахманов

Цифровые технологии в энергетическом секторе 316

А.А. Стасеев, А.А. Жарковский

Разработка систем автоматического проектирования рабочего колеса центробежного насоса 318

А.М. Молоков, Н.К. Казанцев

Язык программирования «Python» как инструмент оптимизации процессов анализа данных по показаниям электроприборов 320

УДК 681.5

А.Е. Баранов[1], С.Ю. Чекмарев[2]
[1] Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого
[2] Федеральное государственное автономное образовательное учреждение дополнительного профессионального образования «Петербургский энергетический институт повышения квалификации»

АВТОМАТИЗАЦИЯ КОНТРОЛЯ РАБОТЫ ТЕПЛОФИКАЦИОННЫХ УСТАНОВОК

Введение. Управленческие решения в области повышения надежности генерирующих компаний требуют наличия полной и достоверной информации о состоянии оборудования электрических станций. Для обеспечения менеджмента такой информацией необходимо наличие методической основы, статистической базы и организации мониторинга и контроля функционирования оборудования технологических подсистем.

Актуальность. В настоящее время теплообменное оборудование ТЭЦ России эксплуатируется в сложных условиях, связанных со старением оборудования, ростом числа пусков и остановов блоков, увеличением продолжительности их простоев. В этих условиях проблема повреждаемости оборудования, в том числе трубной системы сетевых подогревателей теплофикационных турбин, становится все более актуальной [1].

Существующий порядок контроля работы теплофикационных установок (ТФУ) не отвечает современным условиям: проводится редко и включает большой объем неавтоматизированных расчетов. Следствием является недостаточный уровень контроля состояния загрязнения трубной системы теплообменников и высокий риск ошибочных решений.

Цель исследования. Обоснование необходимости создания системы контроля работы ТФУ. Объектом исследования является работа теплофикационных установок, а предметом исследования является процесс контроля функционирования теплофикационных установок. С учетом поставленной цели в исследовании решаются следующие задачи:

1. Диагностика проблемы и выявление риск-факторов;
2. Разработка системы контроля работы ТФУ.

При работе сетевых подогревателей должен быть обеспечен контроль за температурным напором. Трубная система теплообменных аппаратов должна периодически очищаться по мере загрязнения [2].

Оценка состояния поверхностей нагрева сетевых подогревателей производится обязательно перед началом и окончанием отопительного сезона и периодически, не реже одного раза в 2-3 недели в период отопительного сезона [3].

Для оценки состояния теплообменников необходимо:

1. Снять параметры их работы, пройдя при этом порядка несколько километров маршрута;

2. Произвести вычисления на графиках/гистограммах, математические действия, а также вычисления по таблице свойств насыщенного пара.

В совокупности трудоёмкость контроля ТФУ для инженера производственно-технического отдела составляет 3 рабочих дня.

Проанализировав существующий порядок контроля работы теплофикационных установок, можно выявить такие последствия большого объёма ручных расчётов и низкой периодичности замеров, как высокая вероятность ошибочных решений, экономические потери в результате эксплуатации загрязнённых теплообменников, снижение межремонтного периода и повышение количества дефектов и разрывов трубной системы из-за загрязнения.

Неудовлетворительное состояние теплообменников помимо увеличения расхода топлива в паровых котлах, приводит к повышенному расходу электроэнергии ввиду:

1. Увеличения гидравлического сопротивления, что требует загрузки сетевых и подпиточных насосов;

2. К росту количества конденсата, что требует загрузки конденсатных насосов;

3. Повышенного расхода пара турбогенераторы, следовательно, загрузка котла потребует повышенной загрузки питательных насосов и тягодутьевых механизмов.

С целью ликвидации выявленных проблем предлагается решение по автоматизации системы контроля работы теплофикационных установок путём установки контрольно-измерительных приборов с последующим архивированием измеряемых параметров (рисунок 1):

1. Температура сетевой воды на входе/выходе с теплообменника;

2. Давление в паровом пространстве теплообменника;

3. Расход сетевой воды через теплообменник.

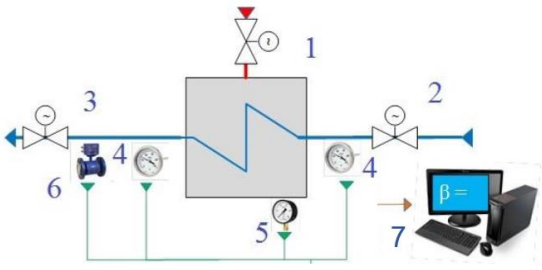


Рисунок 1 – Принципиальная схема автоматизированной системы контроля
1-сетевой подогреватель; 2-подача пара; вход сетевой воды; 3-выход сетевой воды; 4-датчики температуры; 5-датчик давления; 6-расходомер; 7-программа (выдача расчётного коэф. β на экран компьютера или в АСУ ТП)

Полученные данные позволят:

1. Обеспечить автоматизированный расчёт коэффициента загрязнения поверхностей нагрева β (β < 30% – состояние удовлетворительно, β ≥ 30% – состояние неудовлетворительно);

2. Значительно повысить эффективность планирования ремонтных кампаний, подбора оборудования в составе теплофикационных установок;

3. Уйти от человеческого фактора – ошибок персонала или его халатности.

Выводы. Предложенное решение включает установку на оборудование датчиков и создание программы, которая будет осуществлять необходимые расчеты без участия инженера. Реализация данного решения позволит повысить как надёжность работы ТФУ, так и экономичность работы станции в целом.

ЛИТЕРАТУРА

1. Лунин И.А. Исследование функционирования сетевых подогревателей теплофикационных турбин Т-250/300-240 и разработка системы их технической диагностики: дис., к.т.н. Москва, 2006. 152 с.
2. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации.
3. РД 34.40.505. Методические указания по эксплуатационному контролю за состоянием сетевых подогревателей.

УДК 621.311

В.Ю. Полторыхина, О.В. Новикова
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

АНАЛИЗ ПОВРЕЖДАЕМОСТИ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ В РЕЗУЛЬТАТЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ ЖИВОТНЫХ(ПТИЦ)

Введение. Надёжность систем электроэнергетики является одним из основополагающих факторов энергетической безопасности в мире. Экономические потери, отрицательное влияние на окружающую среду – все эти негативные последствия могут быть вызваны простоем по вине отказов электроэнергетических систем. Аварии, возникшие в электрических сетях, несут за собой общий ущерб, который исчисляется миллиардами рублей, как для компаний, так и для потребителей.

Актуальность. Каждый день в электроэнергетике происходят аварии, связанные с различными причинами начиная от технических неполадок, заканчивая погодными условиями. Быстрое обнаружение и ликвидация их поможет минимизировать отрицательные экономические последствия.

Цель исследования. Выявление и анализ причин появления нарушений электроснабжения на электрических сетях. С учетом поставленной цели в исследовании решались следующие задачи:

1. изучить причины появления нарушений электроснабжения на электрических сетях;

2. исследовать рейтинг этих причин и экономические последствия;

3. проанализировать количество аварий, связанных с влиянием птиц на воздушные линии электропередач.

Авария (в энергосистеме)– это нарушение нормального функционирования всей или какой-либо части энергосистемы, повлекшее за собой массовый сбой питания потребителей с созданием условий, опасных для людей и окружающей среды. Основные из них: нарушения при конструировании и изготовлении; дефект при монтаже и проектировании; ошибки при проверке эксплуатационных параметров, которые возникли в результате неправильных действий персонала; нарушения в соблюдении сроков по проверке, профилактике и ремонту техники; износ и естественное старение узлов и элементов, которые отвечают за изоляционные свойства агрегатов; влияние негативных факторов окружающей среды, атмосферных осадков и воздействий (бури, грозы, низкие температуры и чрезмерные атмосферные осадки); влияние постоянных воздействий (транспортные средства, птицы, животные, деревья и др);другие причины (повреждения, которые находятся за территорией ответственности потребителя)[1]. Рассмотрим статистику данных причин аварий (Рисунок 1):

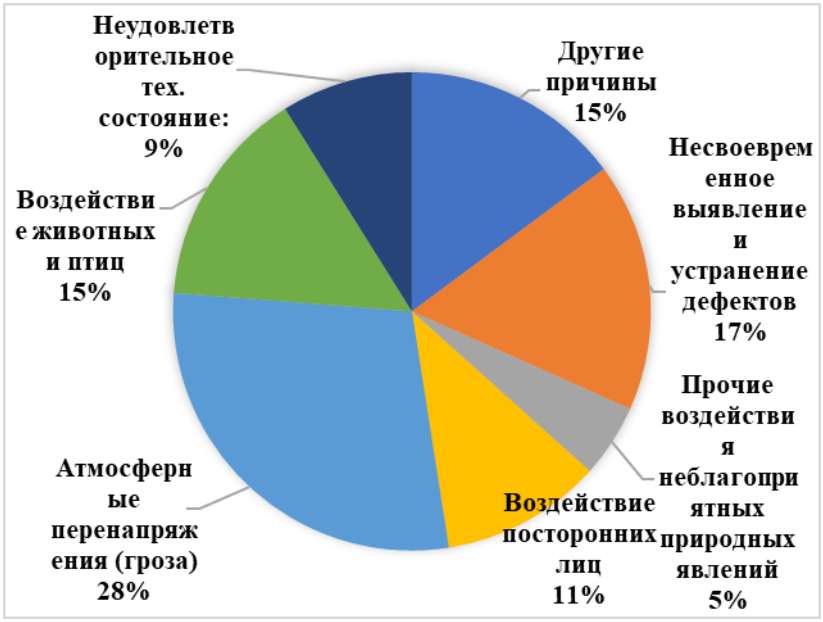


Рисунок 1 – Статистика причин аварий в электрических сетях

Как мы видим, таких причин множество, начиная с человеческого фактора, заканчивая природными явлениями. Большее влияние оказывает атмосферное перенапряжение(гроза), которое составляет 28%, несвоевременное выявление и устранение дефектов - 17% [2]. Другие причины возникновения неполадок на электрических сетях занимают не последнее место в статистике. По данным компании «Россети Ленэнерго» в 2021 году в высоковольтных ЭС 110кВ произошла 51 авария, 7 из которых были связаны с перекрытием птиц. Также проанализируем другие причины нарушений электроснабжения в ЭС, которые влекут за собой отрицательные последствия (таблица 1) [3].

Таблица 1: Причины появления аварий в высоковольтных сетях 110кВ в Санкт-Петербурге и ЛО за 2021 г.

Виды причин	Количество аварий	Удельный вес
Атмосферные перепады	10	19,6%
Прочие посторонние воздействия	10	19,6%
Дефекты проводов, дефекты монтажа	7	13,7%
Наезд транспорта	7	13,7%
Перекрытие птицами и животными	7	13,7%
Падение деревьев	5	9,8%
Скорость ветра выше расчетной	5	9,8%

Из выше представленных данных мы видим, что аварии могут вызвать различные причины, и влияние птиц занимает не последнее место в этой статистике.

Выводы. Таким образом, хочется отметить, что существует огромное множество факторов возникновения аварий на электрических сетях. Своевременное устранение и предотвращение причин нарушения электроснабжения ЛЭП очень важно для энергетики, так как отрасль несет значительные энергетические и экономические потери. Анализ данных по электросетевым компания позволяет сделать вывод, о том, что наиболее исследованные причины нарушения электроснабжения в ЛЭП это климатические: ветер, обледенение, грозы. Но как видно из рис.1 более регулярные нарушения происходят из-за вмешательства животных и птиц. Сейчас ведутся дополнительные исследования по воздействию птиц на вероятность возникновения аварий на ЛЭП, которые в дальнейшем помогут спрогнозировать отказы своевременно применять меры для устранения нежелательных последствий.

ЛИТЕРАТУРА

1. Классификация нарушений на объектах электроснабжения // Официальный сайт Электроизмерительной лаборатории. URL: https://t-zamer.ru/v-pomosh-energetiku/uchet-avarii-na-obiektah-elektroenergetiki/
2. Презентация ОАО СО ЕЭС // Официальный сайт Системного оператора единой энергетической системы. URL: https://www.so-ups.ru/fileadmin/files/company/events/2018/konf_5_231018_prez_05_inv.pdf
3. Официальный сайт «Россети Ленэнерго» // URL: https://rosseti-lenenergo.ru/search/?q=&how=d

УДК 005.83

А.К. Павлова, В.Ю. Кулькова
ФГБОУ ВО «КГЭУ»

АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ ПРОЕКТНОГО ПОДХОДА В УПРАВЛЕНИИ В ЭНЕРГЕТИКЕ

Введение. В современных условиях быстро изменяющегося мира, развития технологий, появления новых знаний и применения их с целью повышения

эффективности деятельности, участникам рынка и других сфер приходится сталкиваться с серьезными испытаниями. Текущего контроля и совершения циклических процессов жизнедеятельности учреждения или предприятия недостаточно для решения генерализированных проблем. Именно для усовершенствования деятельности органов государственного управления и предприятий и решения их проблем необходимо применять проектный подход в управлении.

Актуальность. В России Указом Президента Российской Федерации № 306 от 30 июня 2016 года [1] было запущено внедрение проектного управления в органах государственной власти. На данный момент Постановлением Правительства РФ от 31.10.2018 N 1288 «Об организации проектной деятельности в Правительстве Российской Федерации» [2] утвержден порядок жизненного цикла национальных, федеральных и региональных проектов, а также Функциональная структура проектной деятельности в Правительстве Российской Федерации. Переход приоритетных программ на проектное управление, в число которых входят программы в сфере энергетики, предполагает выделение в их составе проектной и процессной частей [3], что позволяет увеличить эффективность реализации программы.

Цель исследования: анализ проектного управления в программах отрасли энергетики. Объектом исследования является проект «Единая техническая политика – надежность электроснабжения» Министерства энергетики РФ. Задачами данного исследования явились:

1. анализ проекта «Единая техническая политика – надежность электроснабжения» как примера проектной деятельности в энергетике;
2. выявление преимуществ проекта как способа реализации программы.

В ходе исследования был применен такой метод как анализ нормативно-правовых актов, научной литературы, документов проекта, официальных новостей Правительства РФ.

Среди видов действий некого субъекта управления можно выделить функциональные действия (процессная часть) и проекты [4, с.6]. Из раза в раз повторяемые схемы действий, формализованные на основе профессиональных знаний и накопленного опыта (инструкции, планы, процедуры, процессы), называются функциональными [4, с.7]. Проект же, согласно определению PMBOK, своду знаний по управлению проектами, разработанному Институтом управления проектами (PMI) — это временное предприятие, направленное на создание уникального продукта, услуги или результата [5, с.578]. В отличие от бизнес-процессов, проект направлен не на постоянную непрерывную работу, а на достижение конкретных результатов, после которого необходимость в этой проектной деятельности отпадает. Таким образом, проект уникален, ограничен во времени и направлен на достижение определенных целей.

Министерство энергетики РФ реализует множество проектов, таких как «Технологии освоения трудноизвлекаемых углеводородов», «Цифровая

энергетика», «Единая техническая политика – надежность электроснабжения» и др.

Проект «Единая техническая политика – надежность электроснабжения» реализуется с 01 марта 2019 года, окончание проекта планируется 31 декабря 2025 года. Данный проект связан с программами «Цифровая экономика Российской Федерации», «Энергоэффективность и развитие энергетики». Целью данного проекта является повышение надежности и эффективности функционирования ЕЭС России путем риск-ориентированного управления на основе интеллектуальных систем управления. Для детализации цели проекта и определения факторов успеха в паспорте проекта [6] выделены такие количественные показатели, как количество субъектов, где используются интеллектуальные системы управления, повышение уровня технического состояния производственных фондов электроэнергетики и др. Определены также задачи, подзадачи и предполагаемые результаты проекта, как например задача – создание единой достоверной среды взаимодействия как основы внедрения риск-ориентированного управления, подзадача - создание цифровой топологии сети, результат – выполненная в едином стандарте топология электросети России. В паспорте проекта расписан его бюджет и источники финансирования (такие как федеральный бюджет, внебюджетные источники и др.). Определены участники проекта и их доля занятости в нем (пример: куратор – Грабчак Е.П., занятость 20%). В паспорте проекта имеется план мероприятий по реализации проекта, где указаны результаты и контрольные точки проекта в соответствии с указанными задачами, сроки реализации, ответственные лица, вид документа и характеристика результата, уровень контроля.

Выводы: таким образом, благодаря проектной деятельности зафиксированы ресурсные ограничения, показатели, конкретные результаты, контрольные точки, бюджет. Благодаря плану проекта определяется траектория достижения цели. Стоит отметить, что план является гибким. Для участников проекта определен процент участия, для них также определяются ключевые показатели эффективности деятельности. Преимуществом проектного управления является и то, что руководитель проекта имеет возможность в рамках проектной команды ставить задачи и давать поручения напрямую. Именно с помощью организованной структуры проектного управления можно справиться с внешними и внутренними вызовами и улучшить показатели работы учреждения.

ЛИТЕРАТУРА

1. Указ Президента РФ от 30.06.2016 N 306 (ред. от 19.07.2018) «О Совете при Президенте Российской Федерации по стратегическому развитию и приоритетным проектам» URL:http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_200363/ (дата обращения: 26.02.2022)
2. Постановление Правительства РФ от 31.10.2018 N 1288 (ред. от 24.03.2022) «Об организации проектной деятельности в Правительстве Российской Федерации» URL:http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_310151/ (дата обращения: 26.02.2022)
3. Официальный сайт Правительства РФ URL:http://government.ru/projects/selection/647/30878/ (дата обращения: 26.02.2022)
4. Комарова, В. В. Управление проектами : учебное пособие / В. В. Комарова. — Хабаровск : ДВГУПС, 2020. — 158 с.

5. Руководство к своду знаний по управлению проектом URL: https://biconsult.ru/files/datavault/PMBOK-6th-Edition-Ru.pdf (дата обращения: 26.02.2022)
6. Официальный сайт Министерства энергетики РФ URL: https://minenergo.gov.ru/node/11309 (дата обращения: 26.02.2022)
7. Макаров В.М. Метод управления рисками проектов строительства энергетических объектов. В сборнике: Цифровые технологии в логистике и инфраструктуре. Материалы международной конференции. Санкт-Петербург, 2021. С. 174-184.

УДК 620.92

Е.В. Захарова, Е.С. Дубровская
Казанский государственный энергетический университет

АНАЛИЗ РАЗВИТИЯ АЛЬТЕРНАТИВНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В МИРЕ

Введение. Энергетическая отрасль активно развивается во всем мире, используя как традиционные, так и альтернативные источники для производства энергии. Альтернативная энергетика, развиваясь, становится перспективной во всем мире.

Актуальность. Истощаемость природных ресурсов традиционной энергетики мотивирует и призывает к изучению, внедрению и использованию альтернативной энергетики. Уже сейчас большинство стран мира используют альтернативные источники энергии для обеспечения себя энергоресурсами.

Цель исследования. Разберем динамику развития альтернативной энергетики в мире и рассмотрим перспективы ее применения. Объектом исследования послужит применение альтернативной энергетика мира, предметом исследования тенденции ее развития. Из этого вытекают следующие задачи:

1. Изучить альтернативную энергетику
2. Рассмотреть применение источников возобновляемой энергии в мире
3. Проследить динамику и тенденции развития альтернативной энергетики

Проблемы в сфере энергетики в линейке важнейших проблем и задач, которые стоят перед обществом в XXI веке, стали первостепенными в мире. База ресурсов энергетики, сложившаяся в настоящее время, исчерпывается и может истощиться уже в обозримом будущем. Именно поэтому вопросы, связанные с энергосбережением, развитием и внедрением систем альтернативной энергетики или возобновляемых источников энергии (ВИЭ) стали одними из самых актуальных.

Цель альтернативной энергетики – использовать возобновляемые, почти неисчерпаемые ресурсы для выработки энергии. В сравнении, реакция, которая управляется в ядерном реакторе, осуществляет цели АЭ. Ядерное топливо минимально по эногозатаратам и используется вторично. Однако в целях безопасности, рентабельности и теплового загрязнения, ядерные программы в ряде стран закрываются, а использование ядерных реакторов прекращается. Отсюда, еще одна цель альтернативной энергетики направить ее на сохранение окружающей среды.

Возобновляемая энергетика обеспечивает уже больше четверти (26%) мирового производства электроэнергии. С 2000 года, за исключением гидроэнергетики, электроэнергия, выработанная на основе ВИЭ, возросла в 10 раз, а на первом месте остается энергия солнца и ветра.

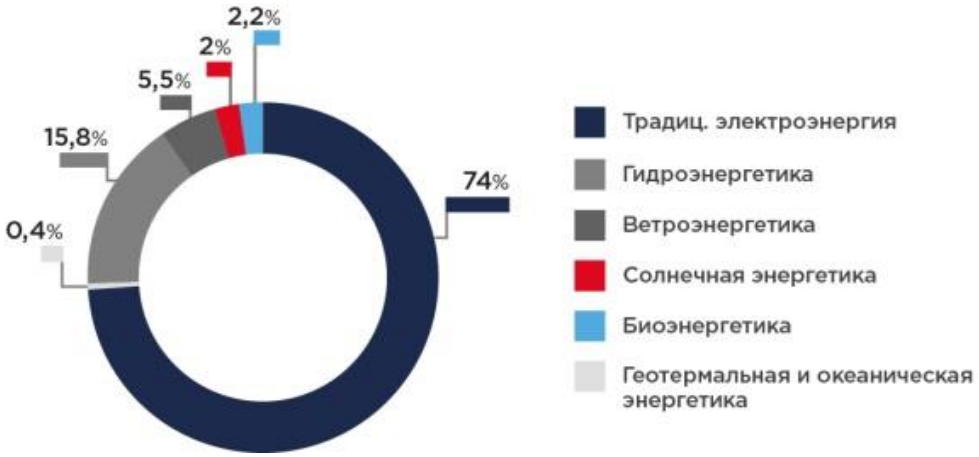


Рис. 1. Доля ВИЭ в общем производстве электроэнергии в мире в 2019 году [1]

Основные страны, лидирующие в производстве, вводу мощностей ВИЭ и инвестициям в новые технологии энергетики в течении последних трех лет представлены на рисунке 2. К слову, Россия в 2019 году заняла в международном рейтинге 59 место по данному показателю.

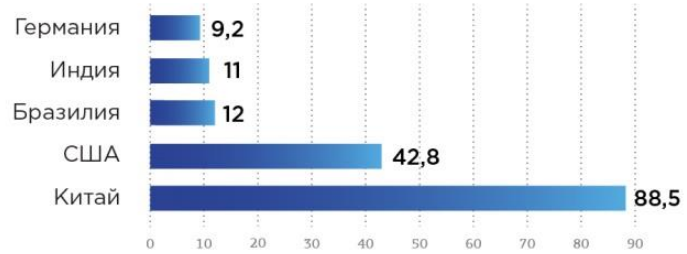


Рис. 2. Глобальные инвестиции в ВИЭ в мире за 2006 – 2019 гг., млрд. долл. [1]

Лидирующее положение занимают приведенные страны и по объему выработки электроэнергии за последние три года в мире(рис. 3).

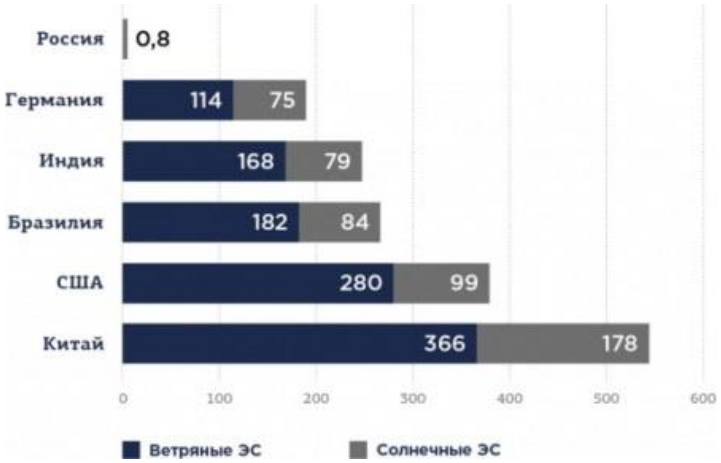


Рис. 3. Выработка электроэнергии в мире на основе ВИЭ в 2019 г., млрд кВт. ч. [1]

Ряд стран уже заявил о перспективах развития по внедрению ВИЭ:

- К 2035 г. в Германии (население более 82 млн человек) планируется перевести 55–60% электроэнергетики на ВИЭ, к 2050 г. – не менее 80%

- Португалия (население более 10 млн человек) планирует 80% своих потребностей снабжать с помощью ВИЭ к 2030 г. и 100% – к 2050 г.

- Дания (население более 5 млн человек) намеревается перейти полностью на ВИЭ во всех секторах энергетики, включая транспортный, к 2050 г.

Вывод. Таким образом, альтернативная энергетика имеет хорошие перспективы развития в мире, уже сейчас являясь большим участником энергетической политики мира. Активно развивая альтернативную энергетику и изучая ее, мы сможем улучшить энергетическую отрасль.

ЛИТЕРАТУРА

1. Альтернативная энергетика: перспективы развития рынка ВИЭ в России // DELOVOY PROFIL URL: https://delprof.ru/press-center/open-analytics/alternativnaya-energetika-perspektivy-razvitiya-rynka-vie-v-rossii/
2. Возобновляемые источники энергии: учебник / Юдаев И. В. – Издательство "Лань", 2020. – 328 с.
3. Карусель энергетики / Ю. Г. Чирков. — Москва : Академический проект, 2016. — 406 с.
4. Influence of the soil electrical conductivity in the area of the underground pipeline on energy efficiency of the cathodic protection. Kiselev V., Kalyutik A., Rouzich E.B сборнике: MATEC Web of Conferences. Cep. "International Scientific Conference on Energy, Environmental and Construction Engineering, EECE 2018" 2018. С. 07015.

УДК 338.314

М.С. Новоселова, Н.Р. Мингазов
Казанский государственный энергетический университет

АНАЛИЗ РЕНТАБЕЛЬНОСТИ ПРОИЗВОДСТВА В СФЕРЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

Введение. Изучив Стратегию развития энергетики до 2035 года, становится видна проблема недостаточной конкуренции на рынках электрической энергии и мощности, а также несовершенство настоящей модели ценообразования в сфере энерго- и теплоснабжения.

Актуальность. Появление новых частных фирм по обеспечению электрической и тепловой энергией может простимулировать конкуренцию и развитие в этой сфере.

Цель исследования. Провести анализ текущего состояния рынка топливно-энергетического комплекса и оценить его рентабельность и перспективность для предпринимательской деятельности. С учетом установленной цели в исследовании решались следующие задачи:

1. Исследовать состояния рынка тепловой и электрической энергии по официальным данным Росстата;

2. Произвести прогноз рынка в сфере электроэнергетики на предмет перспективности сферы в экономическом плане для увеличения участников рынка и стимулирования его конкуренцией.

Проанализировав актуальные данные Росстата, можно сказать, что наблюдается тенденция к наращению производства электроэнергии и увеличению не только прибыльности данного направления экономической деятельности в виде роста рентабельности продукции и активов, сальдированного финансового результата относительно предыдущего отчетного периода (таблица 1), но и более активного привлечения финансирования к научным разработкам и инвестиций в основной капитал предприятий в этой сфере [1]. Однако также заметена нерентабельность создания тепловой энергии при высоком спросе, обусловленном климатом большого количества регионов России, но виден прогресс в сторону увеличения прибыльности предприятий по созданию теплоты и уходу от убыточности такого производства (таблица 1).

Таблица 1: Экономические показатели деятельности предприятий в сфере обеспечения электрической энергией, газом и паром,кондиционирования воздуха [2].

Экономические показатели	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Инвестиции в основной капитал:			
млрд. руб. (в фактически действовавших ценах)	943,7	1013,0	1054,2
в % к предыдущему году (в сопоставимых ценах)	104,4	102,2	96,3
Число организаций, тыс. (на конец года)	23,9	22,5	21,1
Сальдированный финансовый результат (прибыль минус убыток) деятельности организаций, млн рублей (в фактически действовавших ценах), в том числе:	536946	607681	750242
производство, передача и распределение электроэнергии	551043	609085	717140
производство, передача и распределение пара и горячей воды; кондиционирование воздуха	-15816	-9111	1767
Рентабельность проданных товаров, продукции (работ, услуг), %	8,3	8,5	9,2
производство, передача и распределение электроэнергии	11,7	12,1	13,2
производство, передача и распределение пара и горячей воды; кондиционирование воздуха	-3,9	-3,9	-4,0
Рентабельность активов, %, в том числе:	3,9	4,0	4,9
производство, передача и распределение электроэнергии	4,7	4,9	5,9
производство, передача и распределение пара и горячей воды; кондиционирование воздуха	-1,1	-0,6	0,1
Норма чистой прибыли, %	1,2	1,1	1,2
Произведенная электроэнергия, млрд. кВт·ч	1094	1115	1118
Пар и горячая вода, млн Гкал	1272	1309	1251

Рассмотренные данные показывают, что на данный момент сфера производства теплоты обладает высокой степенью риска для открытия частного предприятия, электроэнергии – меньшими рисками относительно тепловой, однако все такой же непривлекательной областью для предпринимательской деятельности. И все же вовлечь более мелкие производства можно за счет дотаций и субсидий в этой отрасли, что уже происходит, например, учет

предпринимательской прибыли в тарифах на услуги по передаче в объёме 5% от необходимой валовой выручки для крупных сетевых компаний. [3] Современная динамика роста прибылей компаний в электроэнергетике, модернизация и вывод выработавшего свой нормативный срок оборудования и направленность научной деятельности в энергетике к уменьшению себестоимости готовой продукции показывает рост и перспективность индустрии вкупе со спросом на электрическую и тепловую энергию не только внутри страны, но и вне нее.

Вывод. Электро- и теплоэнергетика – это отрасли с большими перспективами развития не только в техническом, но и в экономическом плане. Развитие мелких предприятий в этой области вполне реализуема, а также поспособствует более стремительному ее развитию.

ЛИТЕРАТУРА

1. Россия в цифрах. 2021: Краткий статистический сборник/ Ред. колл.: П.В. Малков, Э.Ф. Баранов и др. – М.: Росстат, 2021 - 275 с.
2. Россия в цифрах. 2020: Краткий статистический сборник/ Ред. колл.: П.В. Малков, Э.Ф. Баранов и др. – М.: Росстат, 2020 - 549 с.
3. Постановление Правительства РФ от 29 декабря 2011 г. N 1178 "О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике" (с изменениями и дополнениями) [Электронный ресурс]. URL: https://base.garant.ru/70119304/ (дата обращения: 10.04.2022 г.)
4. Беляева, Е. И. Формирование цены на мощность генерирующих объектов, продаваемую по договорам о предоставлении мощности на оптовом рынке электроэнергии и мощности / Е. И. Беляева, Ю. А. Воропаева // Эффективная энергетика - 2014 : Труды Всероссийской научно-практической конференции, Санкт-Петербург, 17–19 апреля 2014 года. – Санкт-Петербург: Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования "Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого", 2015. – С. 228-235.

УДК 336.748.12

Н.Р. Мингазов, М.С. Новоселова
Казанский государственный энергетический университет

АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ИНФЛЯЦИИ В СФЕРЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

Введение. Изучив ключевые показатели инфляции ЦФО 2021 года и повышение одноставочного тарифа по электроэнергии на 2021 год можно четко определить влияние инфляции на цены в энергосфере.

Актуальность. Влияние роста инфляции на тарифы по электрической энергии.

Цель исследования. Несмотря на то, что сфера энергетики является дотационным проектом государства, можно проследить увеличение цен на услуги ЖКХ с увеличением инфляции.

Проанализировав тарифы на электрическую энергию в период 2021 год (таблица 1) и 2020 года (таблица 2), и сопоставив эти значения с инфляцией 2021-го (таблица 3). Мы можем четко отследить прямое влияние инфляции на увеличение тарифов на электрическую энергию. Так же стоит понимать, что цена тарифов устанавливается напрямую органами местного самоуправления на

основании независимой экспертизы обоснованности затрат, т. е. является полностью дотационным проектом государства. И доходная составляющая тарифа не более 5%. Она расходуется на усовершенствование оборудования, так как один из главных факторов снижения себестоимости услуги является модернизация и использование новых технологий. Основное повышение тарифов связано с ростом цен на топливо-энергетические ресурсы (газ, электроэнергию, тепловую энергию).

Хотелось бы еще отметить, что в случае полной заморозки цен на тарифы при увеличении инфляции, будет образовываться подавленная «закрытая» инфляция, которая имеет разрушительный отрицательный потенциал для экономики государства.

Таблица 1: Цены (тарифы) на электрическую энергию для населения Республики Татарстан на 2021 год с календарной разбивкой [1]

№ п/п	Показатель (группы потребителей с разбивкой по ставкам и дифференциацией по зонам суток)	Единица измерения	с 01.01.2021 по 30.06.2021	с 01.07.2021 по 31.12.2021
			Цена (тариф)	Цена (тариф)
1	Население (тарифы указаны с учетом НДС)			
1.1	Население, за исключением указанного в пунктах 2 и 3 настоящего приложения			
1.1.1	Одноставочный тариф	руб./кВт·ч	3,93	4,11
2	Население, проживающее в городских населенных пунктах в домах, оборудованных в установленном порядке стационарными электроплитами и (или) электроотопительными установками (тарифы указаны с учетом НДС)			
2.1	Одноставочный тариф	руб./кВт·ч	2,75	2,95
3	Население, проживающее в сельских населенных пунктах (тарифы указаны с учетом НДС)			
3.1	Одноставочный тариф	руб./кВт·ч	2,75	2,88

Таблица 2: Цены (тарифы) на электрическую энергию для населения Республики Татарстан на 2020 год с календарной разбивкой [2]

№ п/п	Показатель (группы потребителей с разбивкой по ставкам и дифференциацией по зонам суток)	Единица измерения	с 01.01.2020 по 30.06.2020	с 01.07.2020 по 31.12.2020
			Цена (тариф)	Цена (тариф)
1	Население (тарифы указаны с учетом НДС)			
1.1	Население, за исключением указанного в пунктах 2 и 3 настоящего приложения			
1.1.1	Одноставочный тариф	руб./кВт·ч	3,78	3,93
2	Население, проживающее в городских населенных пунктах в домах, оборудованных в установленном порядке стационарными электроплитами и (или) электроотопительными установками (тарифы указаны с учетом НДС)			
2.1	Одноставочный тариф	руб./кВт·ч	2,64	2,75
3	Население, проживающее в сельских населенных пунктах (тарифы указаны с учетом НДС)			
3.1	Одноставочный тариф	руб./кВт·ч	2,64	2,75

Таблица 3: Основные показатели инфляции в 2021 году [3]

Период	Июль 2021	Август 2021	Сентябрь 2021	Октябрь 2021	Ноябрь 2021
Инфляция, %	6,30	6,53	7,35	8,03	8,36
Базовая инфляция, %	6,82	7,22	7,87	8,21	8,94
Продовольственные товары, %	7,26	7,46	8,80	10,51	10,42
Непродовольственные товары, %	8,04	8,48	8,59	8,60	8,79
Рост тарифов ЖКХ, % (к предыдущему месяцу)	4,04	4,39	4,61	4,95	4,66

Вывод. Таким образом мы можем увидеть, как увеличение инфляции толкает на удорожание тарифов по электрической энергии.

ЛИТЕРАТУРА

1. Постановление Государственного комитета Республики Татарстан по тарифам от 17.12.2020г №540-24/э-2020 «Об установлении цен (тарифов) на электрическую энергию для населения и приравненных к нему категорий потребителей Республики Татарстан на 2021 год».
2. Постановление Государственного комитета Республики Татарстан по тарифам от 20.12.2019г № 3-22/э "Об установлении цен (тарифов) на электрическую энергию для населения и приравненных к нему категорий потребителей Республики Татарстан на 2020 год" http://ivo.garant.ru/#/document/73322847/paragraph/1/doclist/2881/showentries/0/highlight/Цены%20%20тарифы%20%20на%20электрическую%20энергию%20для%20населения%20Республики%20Татарстан%20на%202020:2
3. Информационно-аналитический комментарий об инфляции в Центральном федеральном округе в ноябре 2021 года.
4. Новикова, О. В. Оценка результативности государственных программ обновления основных фондов в энергетике / О. В. Новикова, Ю. В. Ортикова // Национальные интересы: приоритеты и безопасность. – 2021. – Т. 17. – № 3(396). – С. 538-555. – DOI 10.24891/ni.17.3.538.

УДК 339.5

К.И. Павлов, К.П. Соловова
Науч. рук. к.э.н., доцент Л.Р. Уразбахтина
Казанский государственный энергетический университет

АНАЛИЗ РЫНКА ЭНЕРГОРЕСУРСОВ РОССИИ В НОВЫХ ЭКОНОМИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

Введение. Конец февраля 2022 года ознаменовал новый этап для экономики нашей страны. Беспрецедентные пакеты санкций многих стран-партнеров нанесли огромнейший удар по финансовой системе РФ. Интегрированная в глобальную экономическую систему, наша страна больше не сможет себе позволить развиваться так же стремительно. Серьезные последствия от западных санкций затрагивают множество отраслей России, в том числе и энергетику.

Актуальность. РФ имеет огромное количество ресурсов (энергетические ресурсы в том числе), развитие энергетической отрасли фактически помогает

зарабатывать нашей стране. По данным ФТС России за 2021 год, основой российского экспорта являются топливно-энергетические ресурсы (почти 54% от экспорта важнейших товаров).

Цель исследования. Выявление наиболее перспективных сфер энергетики нашей страны в условиях экономического кризиса:

1. Определить степень влияния санкций на энергетику России.
2. Рассмотреть меры поддержки государства для отрасли энергетики.

Данный экономический кризис, вызванный введением санкций, достаточно сильно ударит по научно-техническому прогрессу в РФ. Это означает, что в ближайшее время обновления оборудования, машин и прочих высокотехничных продуктов будет затруднено.

Также стоит отметить, что, по прогнозам многих экспертов, ожидается сокращение объема капитальных затрат на реализацию проектов в российской энергетике (в 2022 году снижение может составить 5 – 20%).

При активно ускоряющейся инфляции огромные риски могут понести сетевые компании. Тарифы таких компаний часто регулируются государством, поэтому им будет сложнее всего не понести потери [1].

Недавно принятое решение правительства РФ, которое позволяет включать расчетную предпринимательскую прибыль (5% в тариф), поможет сетевым компаниям совсем не потерять прибыль [2].

Что касается энергоресурсов, то выросшая на рынках цена на нефть не способна полностью компенсировать потери экономики РФ. На сегодняшний момент треть российской нефти не находит покупателя. Продажа остальной части происходит с огромным дисконтом (около 20%). Если данная тенденция продолжится, то вскоре придется прекратить работу многих скважин, что впоследствии может привести к ее гибели. В основном из-за такого положения дел в нефтедобывающей промышленности пострадают Татарстан, Удмуртия, Пермский край, Башкирия (регионы «старой» нефти). По оценкам многих экспертов производство нефти может сократиться на 20-25%. [3]

Минэнерго РФ предлагает изменить расчет цен для поддержки нефтяного рынка России. Нужно изменить расчет таким образом, чтобы учитывались действительные цены на нефть на рынке. Также предлагается ввести отсрочку по срокам модернизации НПЗ, основываясь на заключенных с компаниями договоров. [2]

Логистические цепочки многих ресурсов претерпят серьезные изменения, в том числе и российского угля. Правительство прилагает все усилия для налаживания поставок и импортозамещения высокотехнологического оборудования.

Вывод. Наша страна, интегрированная в глобальную экономическую систему, будет постепенно меняться по мере разрывания экономических связей со многими европейскими странами. Рынок будет меняться, но вместе с тем покупатели российских энергоресурсов останутся. Тем не менее, РФ сможет

найти новых экономических партнеров, но для торговли энергоресурсами понадобится достаточно времени и средств.

ЛИТЕРАТУРА

1. Григорьев, Б. А. Эффективность использования энергоресурсов при обеспечении транспорта газа / Григорьев Б. А. , Ремизов В. В. , Седых А. Д. , Солодов А. П. - Москва: МЭИ, 2021. ISBN 978-5-383-01455-4. Текст: электронный // ЭБС "Консультант студента": [Электронный ресурс]: https://www.studentlibrary.ru/book/ISBN9785383014554.html (дата обращения: 10.04.2022).
2. «В России разработали план поддержки энергокомплекса в условиях санкций», Официальный сайт РИА НОВОСТИ [Электронный ресурс]: https://ria.ru/20220317/ energokompleks-1778590655.html (дата обращения: 08.04.2022).
3. «Российский экономист о будущем регионов. Какие сферы пострадают сильнее, Официальный сайт РБК: [Электронный ресурс]: https://kaliningrad.rbc.ru/kaliningrad/ 20/03/2022/623682659a79475fcc1df7bc (дата обращения: 08.04.2022).
4. Киреев, Р. С. Оценка эффективности кластерного решения по борьбе с выбросами углекислого газа на примере объединения металлургических предприятий и добывающих компаний / Р. С. Киреев, А. И. Шмелева, О. В. Новикова // Развивая энергетическую повестку будущего : Сборник докладов Международной научно-практической конференции для представителей сообщества молодых инженеров ТЭК, Санкт-Петербург, 10–11 декабря 2021 года. – Санкт-Петербург: Санкт-Петербургский государственный электротехнический университет "ЛЭТИ" им. В.И. Ульянова (Ленина), 2021. – С. 325-329.

УДК 62-67

О.В. Новикова, А.В. Павлова, И.И. Щипцова
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПЕРСПЕКТИВ РАЗВИТИЯ ДЕЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ НА ПРИМЕРЕ СЕВЕРО-ЗАПАДНОГО РЕГИОНА РОССИИ

Введение. Современные тренды развития энергосистем учитывают требования, сформулированные в основных законодательных актах государственного и регионального уровней [1], [2]. Однако, анализируя причинно-следственные связи, можно сделать вывод, что новые тренды на децентрализацию энергоснабжения – это не столько требование законодательства, сколько обоснованная потребность с точки зрения энергетической, экологической и экономической эффективности. Большинство исследователей рассматривает развитие децентрализованной энергетики для систем электроснабжения [3] и, в большинстве случаев, для изолированных и труднодоступных регионов, где практически отсутствует или находится в состоянии высокого уровня морального и физического износа централизованная система теплоснабжения (ЦСТ) [4]. Однако, в регионах с развитой системой централизованного теплоснабжения (например, Северо-Западный регион), обоснование целесообразности поддержки и обновления существующих основных фондов теплоснабжающих организаций сопряжено с конкурентным анализом предпосылок развития децентрализованного теплоснабжения (ДСТ).

Потребители, не относящиеся к государственной и муниципальной собственности, имеют возможность самостоятельно и достаточно оперативно выбирать источник теплоснабжения. Проблема в том, что существующие централизованные источники, потеряв часть потребителей, резко ухудшают свои экономические показатели в виду недогруженности оборудования. А, как известно, КПД топливоиспользования сильно влияет на регулируемый тариф для населения и на цену в договоре о теплоснабжении. В последние годы коэффициент обновления основных фондов в системе теплоснабжения несколько вырос в ряде регионов и важно проводить сбалансированную оценку и прогноз спроса на децентрализованные источники, чтобы не допустить неэффективного расходования бюджетных средств в тех населенных пунктах, где это развитие более вероятно по пути ДСТ.

Актуальность. Существует большое количество факторов, подтверждающих неэффективность работы централизованной системы теплоснабжения (ЦСТ), связанной с нестабильностью нагрузки тепловых сетей и высокой степенью морального и физического износа основных средств. Вследствие этого возникает вопрос целесообразности работы объектов ЦСТ при одновременном развитии децентрализованной системы теплоснабжения (ДСТ).

Цель исследования. На основе анализа технологических предпосылок развития децентрализованного теплоснабжения по областям Северо-Западного региона России сделать выводы о масштабности спроса в краткосрочной и среднесрочной перспективе на газовое котельное оборудование.

Для реализации поставленной цели авторами были поставлены и решены следующие задачи:

1. Выявить ключевые технологические факторы, способствующие формированию спроса на газовое котельное оборудования для ДСТ;
2. Исследовать рынок газового котельного оборудования для ДСТ по Северо-Западному региону;
3. Сформировать необходимую информационную базу для анализа динамики изменения выявленных факторов и провести прогнозную оценку в краткосрочной и среднесрочной перспективе;
4. Сделать вывод о перспективах развития ДСТ по Северо-Западному региону с учетом прогнозного спроса на газовое котельное оборудование.

Методы исследования: Статистический анализ, экспертная оценка. Ключевыми факторами, определяющими спрос на газовое котельное оборудование для децентрализованного теплоснабжения, являются наличие доступа к системе газоснабжения и к газовому котельному оборудованию. Для анализа этих факторов были исследованы уровень газификации по регионам СЗФО и рынок газовых котлов. На данный момент в СЗФО реализуются программы газификации, их цель – повысить уровень газификации страны до 74,7% к 2025 году. Уровень газификации по регионам СЗФО варьируется от 26 до 84%, при этом среднее значение – 55,5%. Ленинградская область является наиболее перспективной для развития децентрализованного теплоснабжения

(ДСТ), т.к. к концу действия программ планируется завершить ее технически возможную газификацию. Для выявления спроса на газовые котлы была проанализирована динамика продаж по основным лидерам-производителям и построена зависимость количества проданных котлов от уровня газификации, на основании который был сделан прогноза до 2025 года (рис.1)



Рис. 1 Динамика продаж котлов по СЗФО с прогнозом на 2021-2025 гг.

Можно сделать вывод о том, что вследствие повышения уровня газификации СЗФО ожидается повышение спроса на газовое котельное оборудование к 2025 году.

Выводы. Ключевыми технологическими факторами, способствующими формированию спроса на газовое котельное оборудования для ДСТ, являются: наличие доступа к системе газоснабжения и к оборудованию газовых котельных и к услугам по проектированию и подключению. Анализ динамики развития доступности системы газоснабжения на Северо-Западе позволяет сделать вывод о следующем: по отдельным районам уровень газификации варьирует от 26 до 84%; наиболее перспективным с точки зрения обеспечения технической возможности использования газа является Ленинградская область. Анализ рынка газового котельного оборудования позволяет сделать вывод о наличии конкуренции отечественных и зарубежных производителей. В настоящее время на рынке большую часть занимают иностранные производители. Прогноз спроса на газовое котельное оборудование существенно зависит от динамики изменения доступа к системе газоснабжения конкретных населенных пунктов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Федеральный закон "Об электроэнергетике" от 26.03.2003 N 35-ФЗ.
2. Федеральный закон "О теплоснабжении" от 27.07.2010 N 190-ФЗ.
3. Ярковой С. А. Автономные и централизованные системы теплоснабжения / С. А. Ярковой, Д. А. Коновалов // Физико-технические проблемы энергетики, экологии и энергоресурсосбережения : Труды 23-й научно-технической конференции, Воронеж, 15 июня 2021 года. – Воронеж: Воронежский государственный технический университет, 2021. – С. 108-113.
4. Бисерова, К. А. Анализ основных проблем современных сетей централизованного теплоснабжения / К. А. Бисерова // Современные технологии в строительстве. Теория и практика. – 2021. – Т. 1. – С. 294-296.

УДК 62-61

О.В. Новикова, Тянь Цзявэй
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

АНАЛИЗ ФАКТОРОВ ВЛИЯНИЯ НА ВЫБОР РАСПОЛОЖЕНИЯ БИОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ УСТАНОВКИ

Введение. Китай – крупная сельскохозяйственная страна, годовое производство соломы составляет почти 800 млн. тонн (в основном пшеничной, рисовой и кукурузной) [1]. Китай обладает огромным потенциалом ресурсов соломы, и одним из эффективных способов ее использования является использование в качестве сырья для биоэнергетических установок. В Китае электрогенерация на биомассе быстро развивается, суммарная установленная мощность биоэнергетических установках в сентябре 2021 года составила 35361 МВт, и количество электростанций на биомассе, использующих солому в качестве сырья растет с каждым годом [2].

Актуальность. Место расположения очень важно для электростанций на биомассе, использующих солому в качестве сырья, так как затраты на сырьё составляют значительную часть эксплуатационных расходов. Из-за ограничений транспортировки сырья расположение установки влияет на экономическую эффективность электростанции, определяет достаточность источника сырья и его цену. Исследование факторов, определяющих эффективность биоэнергетики, является актуальной задачей.

Цель исследования. Выявить основные факторы, влияющие на выбор места размещения электростанций, работающих на соломе.

Задачи. Для достижения цели необходимо выполнить следующие задачи. Анализ существующих точек зрения на выбор размещения соломенной электростанции. Выявить через PEST-анализ возможные факторы, влияющие на выбор места размещения электростанций, работающих на соломе. Обосновать базовые факторы, влияющие на выбор размещения электростанций, работающих на соломе. Авторами были изучены исследования Чжао Линь и другие на тему выбора места расположения электростанций, работающих на соломе с помощью метода региональной пригодности. Он изучил четыре аспекта выбора места для электростанции, а именно: предложение соломенного сырья, спрос на рынке электроэнергии, затраты на строительство и эксплуатацию, а также загрязнение окружающей среды [3]. Лу Хао и другие использовали комбинацию метода региональной пригодности и PEST-анализа для анализа факторов влияния на выбор расположения соломенной электростанции [4]. В данной работе PEST-анализ используется для анализа факторов, определяющих экономическую и энергетическую эффективность использования сена для биоэнергетических установок в четырех аспектах: политическом, экономическом, социальном и технологическом. Политические факторы. Специальная национальная политика влияет на эксплуатационные расходы электростанций. Однако национальная политика устанавливается министерством и не отличается для разных регионов,

а региональная политика менее регламентирована и не оказывает существенного влияния на экономическую и энергетическую эффективность электростанций. Экономические факторы. Оптимальная экономическая эффективность является целью любого проекта. Стоимость строительства в основном включает в себя покупку оборудования, стоимость земли и стоимость рабочей силы. Расходы на оборудование связаны только с масштабом проекта, а стоимость земли и стоимость рабочей силы связаны с размещением установки. Из-за различий в экономическом уровне регионов существуют различия в стоимости рабочей силы. Поэтому различия в стоимости строительства, обусловленные географическими различиями, должны учитываться на этапе выбора площадки для лектростанций. Эксплуатационные затраты проекта включают в себя расходы на сырье, расходы на обслуживание оборудования, расходы на оплату труда и расходы на управление. Среди них расходы на сырье, расходы на оплату труда сильно связанны с размещением проекта. Также расходы на сырье занимают большую долю в эксплуатационных расходах, что тесно связано с плотностью распределения сырья и транспортным удобством расположения электростанции. Чем выше плотность распределения сырья, тем дешевле цена сырья, а чем удобнее транспорт, тем ниже стоимость перевозки сырья. Цена на сырье и стоимость грузоперевозок сильно различаются в разных регионах. Социальные факторы. Социальные факторы в основном включают в себя региональный спрос на электроэнергию, региональный уровень конкуренции за сырье и социальные выгоды проекта. Если район имеет большую емкость рынка и стабильный спрос, то повышается эффективность проекта. Уровень конкуренции за сырье в регионе означает количество покупателей сырья в определенном диапазоне. Чем больше покупателей сырья, тем дороже будет стоить сырье и тем выше будут эксплуатационные расходы электростанции. Однако в 2010 году Национальная комиссия по развитию и реформам Китая издала указ о том, что электростанции на биомассе не могут дублироваться в пределах каждого уезда или в радиусе 100 км [5]. Поэтому конкуренция между электростанциями, работающими на биомассе, невелика. Поэтому при выборе площадки необходимо учитывать только других местных конкурентов за сырье, например, заводы по переработке твердого топлива. Для региона электростанции на биомассе могут приносить налоговые поступления и обеспечивать рабочие места, а во-вторых, производство электроэнергии из биомассы имеет отрицательные выбросы углерода на протяжении всего жизненного цикла и практически не загрязняет окружающую среду. Поэтому социальное и экологическое влияние биоэлектростанций в целом положительны. Технологические факторы. Выбор технологии оказывает значительное влияние на экономическую и энергетическую эффективность соломенных электростанций. При выборе места для электростанции технологический фактор влияет на количество необходимого сырья. Существуют три общих типа технологий: способом прямого сжигания соломы, газификации соломы и совместным сжигания соломы и угля. Китай создал первую электростанцию

прямого сжигания соломы в 2006 году, и в настоящее время их существует гораздо больше, чем двух других. Для электростанций топливом является пшеничная, кукурузная и рисовая солома. Мы можем использовать следующее уравнение, чтобы определить расход топлива на электростанции с прямым нагревом соломы.

$$D = \frac{N * T * 3600}{\mu * Q}$$

Где D - общая годовая потребность в топливе (тонн)
N - установленная мощность (МВт)
T - число часов использования установленной мощности в год (ч.)
μ- КПД
Q – теплотворная способность топлива (МВт/т)

Номинальная мощность проекта зависит от регионального спроса на электроэнергию и поставок сырья, а количество годовых часов работы зависит от достаточности топлива, чем выше количество часов работы, тем выше спрос на топливо. КПД зависит от типа технологии оборудования. Теплотворная способность топлива зависит от вида топлива; физические и химические характеристики соломы в разных регионах не сильно отличаются, поэтому она не оказывает большого влияния на выбор расположения станции. Можно сделать вывод, что потребность электростанции в сырье прямо пропорциональна номинальной мощности. Например, для электростанции мощностью 24 МВт, работающей на соломе с прямым нагревом и имеющей 6 000 часов работы в год, потребуется примерно 230 000 тонн соломы в год. Если взять в качестве примера пшеничную солому, то урожайность пшеницы в Китае составляет 574,2 тонн/кв. км [6], а соотношение соломы-зерна пшеницы - 1,17 [7]. Поэтому количество пшеничной соломы, которое может быть произведено на квадратный километр, составляет 671,8 тонн. Таким образом, если собирать сырье раз в год, то 343 кв. км. пахотных земель будет достаточно для обеспечения топливом соломенной электростанции номинальной мощностью 24 МВт в течение одного года. Аналогично, если в качестве топлива используется кукурузная солома, площадь необходимых пахотных земель составляет 350 кв. км. Если в качестве топлива используется рисовая солома, то необходимая площадь пахотных земель составляет 327 кв. км.

Вывод. В целом, основными факторами, влияющими на расположение электростанций, работающих на соломе, являются плотность сырья, плотность транспортного сообщения, стоимость рабочей силы, региональный спрос на электроэнергию и технические факторы. При выбранной технологии потребность в топливе пропорциональна мощности электростанции. Чем выше плотность сырья, тем ниже стоимость сырья. Чем более развит транспорт, тем ниже стоимость перевозки топлива. Там, где рабочей силы много, стоимость труда ниже. Там, где региональный спрос на электроэнергию высок, там стабильнее развитие электростанций. Поэтому электростанций, работающих на соломе следует строить в местах с высокой плотностью сырья, развитым

транспортом, достаточным количеством рабочей силы и высокой региональной потребностью в электроэнергии.

ЛИТЕРАТУРА

1. Tian Yishui, Shan Ming, Kong Geng, Ma Linwei, Shao Si. Development Strategy of Biomass Economy in China / China Engineering Science 2021, Vol. 23, No. 1
2. Transcript of the online press conference of the China National Energy Administration in the first quarter of 2021. Available at: http://www.nea.gov.cn/2021-01/30/c_139708580.htm. China National Energy Administration. Accessed: 31 march 2022.
3. Zhao Lin. Research of planning and site selection method of straw burning power plant. Beijing. North China Electric Power University. 2012.
4. Lv Hao. Research on the location problem of straw-based power generation plant: Considering the influence of Carbon emission. Nanjing. Nanjing University of Aeronautics And Astronautics. 2015
5. National Development and Reform Commission Notice on Construction Management of Biomass Power Projects. National Renewable Energy Center. Development and Reform Energy [2010] No. 1803
6. National Bureau of Statistics announcement on 2020 grain production data. Available at: http://www.stats.gov.cn/tjsj/zxfb/202012/t20201210_1808377.html. China National Bureau of Statistics. Accessed: 31 march 2022.
7. Harvest index and residue factor of cereal crops in China. Xie Guanghui, Han Dongqian, Wang Xiaoyu. Journal of China Agricultural University 2011,16(1),1-8

УДК 338.24

К.А. Чижова
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

АНАЛИЗ ЭКОНОМИЧЕСКОГО СТИМУЛА ПО СНИЖЕНИЮ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ГЕНЕРИРУЮЩИХ КОМПАНИЙ

Введение. В современных реалиях энергетические компании стараются снизить объём валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу. Данный подход обусловлен не только стремлением снизить углеродный след, для компаний также важна экономическая выгода. В связи с этим стоит обратить внимание на экологические платежи, взимаемые с предприятий.

Актуальность. Сегодня вопрос влияния экологических платежей на снижение выбросов становится всё более актуальным, так как в 2023 году Европейский союз планирует введение углеродного налога, который окажет существенное воздействие на экономику России.

Цель исследования. На основе проведения сравнительного анализа по крупнейшим генерирующим компания России выявить потенциал повышения экологической эффективности генерирующих объектов. С учетом поставленной цели в исследовании решались следующие задачи:

1. Провести анализ динамики выбросов загрязняющих веществ крупнейших энергетических компаний России и экологических платежей для выявления существующей тенденции;

2. Исследовать мероприятия, проводимые компаниями в области снижения экологического воздействия;

3. Провести оценку эффективности проводимых мероприятий.

Методы исследования: сравнение, описание, анализ данных.

Для рассмотрения были выбраны крупнейшие по установленной мощности генерирующие компании России: ПАО «Интер РАО», Государственная корпорация по атомной энергии «Росатом», ПАО «РусГидро», ООО «Газпром энергохолдинг». Результат решения первой задачи представлен на рисунке 1.

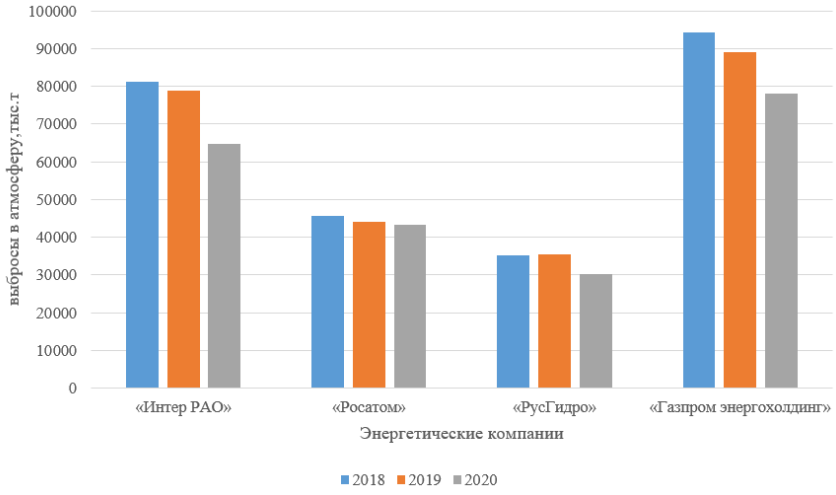


Рисунок 1 - Динамика изменения объёма выбросов загрязняющих веществ в атмосферу крупнейших энергетических компаний России

Необходимо рассмотреть возможные экономические инструменты экологизации, которая в России имеет свои особенности [1]. В результате изучения зарубежного опыта [2] можно сделать вывод, что наиболее эффективными инструментами являются налоги и экологические платежи. В России также существует плата за негативное воздействие на окружающую среду (НВОС), частью которой является плата за выбросы. Платежной базой является объём или масса выбросов. Плата определяется путём умножения соответствующих ставок на величину загрязнения и суммирования по видам веществ. Для повышения эффективности платежа он претерпевает некоторые изменения. В 2021 году вместо одного способа расчёта стали применять один из трёх на выбор плательщика. Также ежегодно изменяются дополнительные коэффициенты к формулам расчёта платежа. [3] Проанализировав динамику изменения выбросов, а также тенденции в изменении расчёта платы за НВОС в сторону увеличения суммы, можно сделать вывод о том, что плата за НВОС является экономическим стимулом для снижения валового объёма выбросов. С помощью ежегодных отчётов компаний исследуем мероприятия по снижению выбросов. Некоторые из них применяются во всех исследуемых компаниях: повышение энергоэффективности работы оборудования в рамках программ энергосбережения, ввод в эксплуатацию эффективных очистных и улавливающих установок, улучшение качественных характеристик топлива. Также каждая из компаний осуществляет собственные мероприятия для

снижения выбросов. Конкретные мероприятия генерирующих компаний, а также результаты оценки эффективности совокупности осуществляемых мероприятий представлены в таблице 1.

Таблица 1: Эффективность мероприятий по снижению выбросов

Компания	Мероприятие	Снижение валового объёма выбросов за три года, %
ПАО «Интер РАО»	Увеличение доли конденсационных и теплофикационных установок	20,27
Госкорпорация «Росатом»	Изменение методики расчета характеристик выбросов	5,44
ПАО «РусГидро»	Реализация проектов в сфере ВИЭ	14,19
ООО «Газпром энергохолдинг»	Уменьшение количества сжигаемого топлива	17,10

Выводы. Экологические платежи являются результативным инструментом, стимулирующим компании снижать выбросы. Мероприятия, проводимые энергетическими компаниями, являются эффективными и имеют положительные результаты.

ЛИТЕРАТУРА

1. Маскова Ю.Р., Новикова О.В. Особенности формирования «зелёной экономики» в РФ – Санкт-Петербург: сборник «Фундаментальные и прикладные исследования в области управления, экономики и торговли» 2018. – 332-336.
2. Степанов И.А Налоги в энергетике и их роль в сокращении выбросов – Москва: Экономический журнал ВШЭ 2019. – 290 с.
3. Постановление Правительства Российской Федерации от 01.03.2022 № 274 «О применении в 2022 году ставок платы за негативное воздействие на окружающую среду» // Официальный интернет-портал правовой информации URL: http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202203020027

УДК 658.567.1

А.Д. Рыдзевская
Белорусский национальный технический университет

ВЛИЯНИЕ РЕЦИКЛИНГА НА ЭКОЛОГИЧЕСКУЮ БЕЗОПАСНОСТЬ

Введение. Люди редко задумываются о том, что вещи, которые они кладут в мусорную корзину, действительно имеют значение. Всем известно, что с помощью рециклинга можно сэкономить место на свалке и сохранить природные ресурсы, но мало кто знает, что путем переработки также экономиться много энергии.

Актуальность. Значимость данной темы заключается в важности проблем переизбытка всевозможных отходов и исчерпаемости природных и энергетических ресурсов.

Цель исследования. Выявление перспективы использования рециклинга, а также определение взаимосвязи вторичной переработки и экологической безопасности.

Рециклинг (или переработка) представляет собой преобразование отходов в новый пригодный для использования продукт [1]. Универсальный символ переработки представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Универсальный символ рециклинга (переработки) [1,2]

Используя переработанные материалы вместо использования первичных ресурсов, производители могут создавать и разрабатывать те же продукты с меньшими материальными затратами и минимальными затратами энергии, что в конечном итоге приводит к меньшему сжиганию ископаемого топлива, а также снижению вредного воздействия на окружающую среду [2].

Например, переработка алюминиевого лома является очень эффективным процессом, поскольку металл может перерабатываться бесконечно долго, не подвергаясь деградации. Так, один фунт переработанного алюминия (около 33 банок) экономит около 7 кВт·ч электроэнергии, а одна тонна переработанного алюминия экономит около 40 баррелей нефти, 14 000 кВт·ч энергии и 10 кубических ярдов места на свалке. Производство пластиковых изделий из переработанного пластика снижает потребность в энергии на 66%, что экономит 5774 кВт·ч энергии, около 16 баррелей нефти и 30 кубических ярда свалки. Производство переработанной бумаги экономит 4100 кВт·ч энергии, а также способствует исключить выбросы загрязняющих веществ, которые образуются в процессе производства бумаги.

Учёные считают, что 99% всех отходов могут быть полностью переработаны, а экономия средств только за счет производства энергии стоит затрат на инфраструктуру.

Помимо вышеперечисленных преимуществ, другие преимущества, связанные с переработкой:

1. Установки для переработки отходов путем сжигания вредны для окружающей среды. Это дестимулирует граждан заботиться о том, что они потребляют. Процесс переработки в сочетании с компостированием экономит в 3-4 раза больше энергии, чем может произвести мусоросжигательный завод.

2. Переработка сокращает огромное количество выбросов углекислого газа, и, если ее оптимизировать, процесс переработки может сыграть важную роль в достижении целей устойчивого развития.

3. Сектор переработки превратился в успешный бизнес.

4. Переработка приносит пользу экономике страны, создавая как минимум в 10 раз больше рабочих мест, чем метод сжигания и захоронения отходов.

Эти преимущества повышают процент вторичной переработки и качество переработанных продуктов, тем самым создавая дополнительную ценность не только для окружающей среды или экономики, но и для общества, и, наконец, навсегда отказываясь от практики сжигания смешанных отходов [3].

Выводы. Таким образом, когда мы перерабатываем, мы также уменьшаем нашу потребность в энергетических ресурсах. Правда в том, что лучший источник энергосбережения – это дополнительная энергия, которую нам изначально не нужно получать.

Сокращая потребление ресурсов и находя способы вторичной переработки ресурсов, которые мы действительно используем, появляется возможность уменьшить потребление энергии, необходимой для удовлетворения наших повседневных потребностей.

Рециклинг является важным фактором ресурсосбережения и эффективным способом поддержания экологической безопасности.

ЛИТЕРАТУРА

1. Шабельник, И. Ю. Рециклинг как эффективная программа повторного использования отходов / И. Ю. Шабельник // Промышленная экология : сборник трудов Международной научно-технической конференции, 27-28 октября 2015 г. – Минск : БНТУ, 2015. – С. 401-404.
2. Новые технологии рециклинга отходов производства и потребления : материалы докладов Международной научно-технической конференции. – Минск : БГТУ, 2016.
3. Гавриленкова, Е. В. Внедрение концепции бережливого производства с учетом экологических аспектов = Introduction of the concept of lean production taking into account environmental aspects / Е. В. Гавриленкова, О. А. Ленкевич // Приборостроение-2021 : материалы 14-й Международной научно-технической конференции, 17-19 ноября 2021 года, Минск, Республика Беларусь / редкол.: О. К. Гусев (председатель) [и др.]. – Минск : БНТУ, 2021. – С. 158-159.
4. Амосов Н. Т. Законодательное и нормативно-правовое регулирование обращения с особо опасными и токсичными отходами / Н. Т. Амосов // Современные технологии и экономика в энергетике (МТЕЕ – 2020) : материалы международной научно-практической конференции, Санкт-Петербург, 23 апреля 2020 года. – Санкт-Петербург: ПОЛИТЕХ-ПРЕСС, 2020. – С. 34-36.

УДК 338.45.01

Е.С. Дубровская, А.Х. Баймурзин
Казанский Государственный Энергетический Университет

ВЛИЯНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ ИНДУСТРИИ 4.0 НА ЭКОНОМИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ КОМПАНИЙ

Введение. По состоянию на сегодняшний день четвертая промышленная революция оказывает непосредственное влияние на сферу экономики, общества и технологий.

Актуальность. Большое количество новых технологий меняют способы производства, использования ресурсов и данных.

Цель *исследования*. В статье рассмотрены последствия влияния индустрии 4.0 на примере энергетического перехода связанным с ускоренной цифровизацией.

По состоянию на сегодняшний день быстроразвивающиеся технологии Индустрии 4.0 являются связующим элементом комплексной трансформации всех энергосистем, и являются необходимой базой развития энергоперехода. Одним из самых универсальных ресурсов является природный газ, играющий ключевую роль в энергопереходе, являясь основным источником энергии в сфере отопления, приготовления пищи и промышленности.[1,2] По статистике, начиная с 2010 года переход с угля на газ сэкономил приблизительно 600 миллионов тонн CO2, что равнозначно эксплуатации 200 миллионов электромобилей.(Рисунок 1)

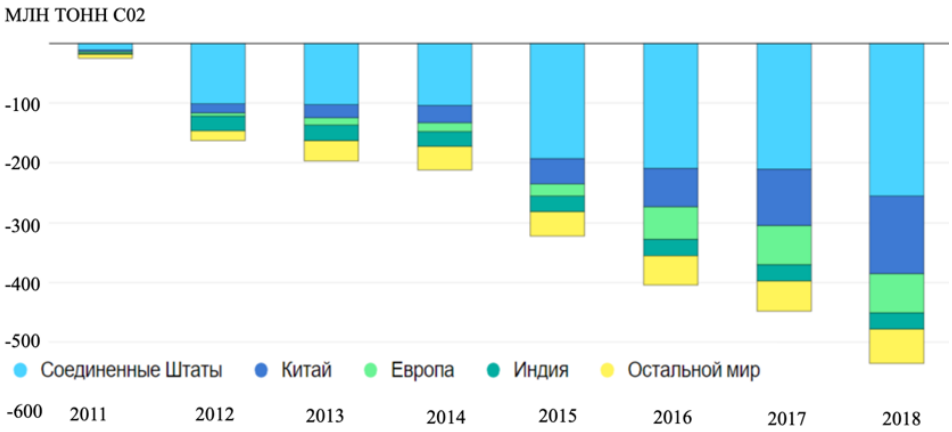


Рисунок 1- Уменьшение выбросов CO2 за счет перехода с угля на газ в отдельных регионах по сравнению с 2010 и 2018 годами

Промышленная революция именуемая «Индустрия 4.0» кардинально переосмысливает способы производства и интеграции данных. Корпорации занимаются внедрением искусственного интеллекта, машинного обучения, технологий IoT и IIoT в большинство процессов. [3] Использование огромной технологической инновационный базы, существенно повышает показатель оптимизации и позволяет предприятиям, производственным цепочкам, строительным и инженерным организациям выйти на существенно новый уровень взаимодействия инфраструктурой. Предиктивная аналитики, облачные технологии и искусственный интеллект, способствует повышению экономических показателей, минимизации аварий и несчастных случай на всех этапах работы, а также способствует быстрому реагированию на изменяющиеся условия, как со стороны клиентов, так и со стороны исполнителя. [4,5] Говоря о результатах применения различных технологических решений, мы можем наблюдать понижение показателей потребления энергии. (Рисунок 2)

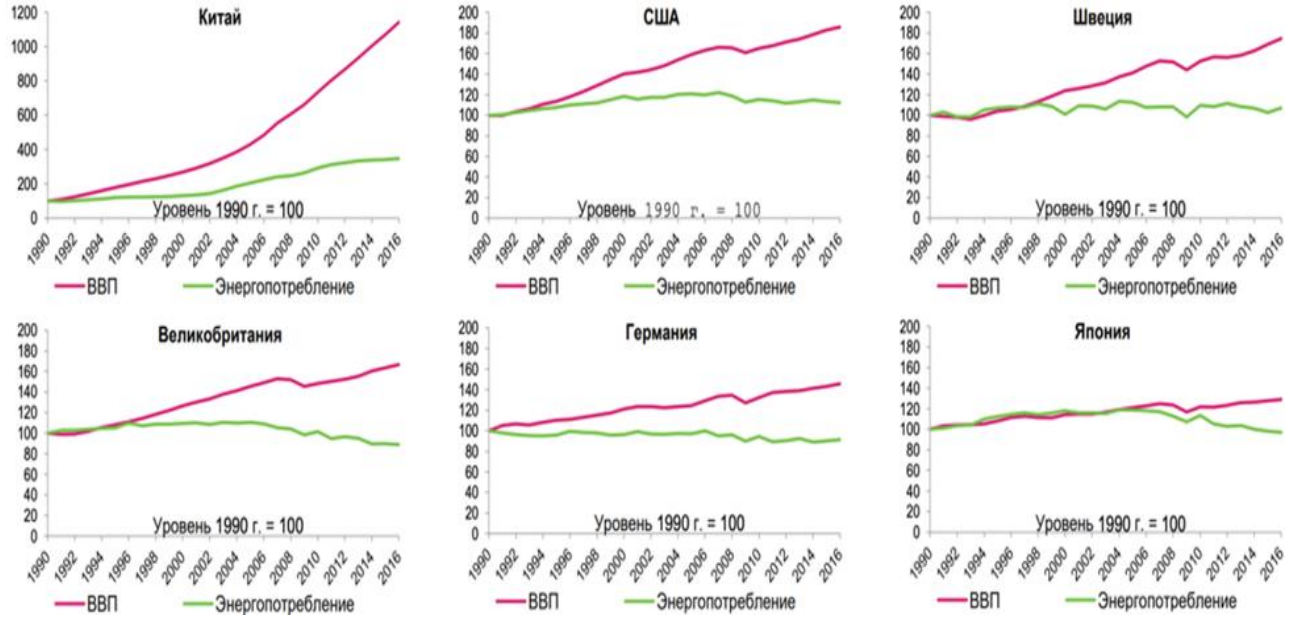


Рисунок 2-Рост ВВП и потреблении энергии по избранным странам в 1990-2016 гг., 1990 г. = 100

Выводы. В результате развития и высокого влияния технологических решений Индустрии 4.0, сферу энергетики ждет стремительное развитие и стимулирование научно-технологического прогресса, а также снижение операционных затрат и рост производительности капитала. Высокое влияние ESG принципов оказывает влияние на соблюдение компаниями целей устойчивого развития, что способствует повышению доверия со стороны банков и инвесторов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Шваб, К. Технологии Четвертой промышленной революции / К. Шваб. – Москва: Бомбора, 2021. – 320 с. 2.
2. Блуммарт, Т. Четвертая промышленная революция и бизнес. Как конкурировать и развиваться в эпоху сингулярности / Т. Блуммарт, С. Ван ден Брук. – Москва: Альпина Паблишер, 2019. – 204 с. 3.
3. Шеффер, Э. Индустрия Х.0. Преимущества цифровых технологий для производства / Э. Шеффер. – Москва: Издательская группа Точка, 2019. – 320 с.
4. Цифровизация: Практические рекомендации по переводу бизнеса на цифровые технологии. – Москва : Альпина Паблишер, 2019. – 252 с. 5.
5. Томас, С. Цифровая трансформация. Как выжить и преуспеть в новую эпоху / С. Томас. – Москва : Манн, Иванов и Фербер, 2020. – 256 с. 6. Питер, В. Цифровая трансформация бизнеса. Изменение бизнес-модели для организации нового поколения / В.
6. О цифровом двойнике блока атомной станции в рамках управления жизненным циклом. Антонов М.И., Аржаев А.И., Аржаев К.А., Денисов И.Н., Калютик А.А., Карякин Ю.Е., Маханев В.О.В сборнике: Современные технологии и экономика в энергетике (MTEE – 2020). материалы международной научно-практической конференции. 2020. С. 69-71.

УДК 697.34

А.С. Дьяченко[1], Ю.В. Юферев[1], А.К. Юдин[1], Я.А. Владимиров[2]
[1] АО "Газпром промгаз"
[2] Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

ВЫБОР ИНВЕСТИЦИОННОЙ СТРАТЕГИИ РАЗВИТИЯ КОММУНАЛЬНОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ МУНИЦИПАЛЬНЫХ ОБРАЗОВАНИЙ

Введение. На 01 января 2022 года в РФ функционируют 20303 муниципальных образований, в том числе 1346 городских и 16332 сельских поселений [1]. В соответствии со Статьями 14, 17 Федерального Закона № 131-ФЗ от 06.10.2003 года «Об общих принципах организации местного самоуправления в РФ», органам местного самоуправления вверены полномочия по организации в границах соответствующих муниципальных образований теплоснабжения, водоснабжения и водоотведения потребителей (населения).

Актуальность. Юридически закрепленные обязательства по предоставлению надежных и бесперебойных коммунальных услуг потребовали от Администраций муниципальных образований, в том числе, кардинального решения вопросов реконструкции (модернизации) объектов коммунальной инфраструктуры, износ которых на момент выхода указанного выше Федерального Закона составлял более 80% [2]. Как правило, вложение инвестиционных ресурсов в недостаточных объемах на поддержание ветшающей коммунальной инфраструктуры осуществлялось исключительно из внутренних источников ресурсоснабжающих предприятий (амортизационных отчислений и, реже, нормативной прибыли) [3] и не покрывало и малой части инвестиционных потребностей муниципальных образований. Инвестиционный процесс также сдерживался действием краткосрочного тарифообразования на коммунальные услуги с невозможностью ресурсоснабжающими организациями планирования возвратности инвестиций [4], а также прямым запретом региональных тарифных регуляторов повышать экономически обоснованные тарифы на услуги выше установленных предельных индексов потребительских цен.

Методы исследования. В ходе исследования использовался аналитический метод, базирующийся на обзоре действующего законодательства, а также опыте разработке документов стратегического планирования в области коммунальной инфраструктуры.

Цель исследования. Разработка эффективной концепции реализации инвестиционной стратегии в сфере коммунальной инфраструктуры муниципального образования.

Для достижения поставленной цели были решены следующие задачи:

1. Обзор действующего законодательства, регламентирующего деятельность инвесторов и муниципальных образований в области развития коммунальной инфраструктуры.

2. Анализ опыта разработки и реализации инвестиционных стратегий в сфере коммунальной инфраструктуры для муниципальных образований Российской Федерации.

В последние годы на федеральном уровне были созданы организационно-правовые условия для муниципальных образований и ресурсоснабжающих организаций по обеспечению эффективного управления объектами коммунальной инфраструктуры частными организациями с возможностью осуществления последними инвестиционных вложений в коммунальную инфраструктуру на взаимовыгодных условиях. Такие основы заложены прежде всего принятием Федерального закона от 21.07.2005 №115-ФЗ «О концессионных соглашениях» (с последующими многократными изменениями и дополнениями), а также изменения в Постановления Правительства РФ №406 от 13.05.2013 «О государственном регулировании тарифов в сфере водоснабжения и водоотведения» и №1075 от 22.10.2012 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения», что при расчете долгосрочных тарифов обеспечило ресурсоснабжающим организациям сохранение экономии от реализованных инвестиционных мероприятий. Указанную экономию возможно учитывать в составе неподконтрольных расходов ресурсоснабжающих организаций в течение 5 лет, при этом в течение долгосрочного периода регулирования при достижении экономии операционных расходов необходимая валовая выручка на величину указанной экономии не пересматривается до окончания долгосрочного периода регулирования.

С учетом накопленного опята разработки документов стратегического планирования развития коммунальной инфраструктуры, возможностей, предоставленных действующим законодательством, на примере систем теплоснабжения авторами предложена следующая последовательность реализации инвестиционной стратегии муниципального образования:

• Этап 1. Проведение по заказу Администрации технического обследования системы теплоснабжения МО;
• Этап 2. Актуализация схемы теплоснабжения МО;
• Этап 3. Выбор организационно-правовой модели реализации инвестиционной стратегии;
• Этап 4. Формирование инвестиционных мероприятий (обязательств Концессионера) и оценка их экономической эффективности;
• Этап 5. Передача муниципального имущества в концессию;
• Этап 6. Выбор Концессионером механизма финансирования инвестиционных мероприятий;
• Этап 7. Реализация инвестиционных мероприятий, возврат вложенных средств;
• Этап 8. Оценка достигаемых эффектов от реализации инвестиционной стратегии.

Выводы. За счет появления концессии как новой организационно-правовой формы государственно-частного партнерства, а также внесения дополнительных законодательных норм, регламентирующих долгосрочные тарифы в

коммунальных отраслях, стало возможным и эффективным для инвесторов (концессионеров) получить возврат и окупаемость вложенных инвестиционных ресурсов в сфере теплоснабжения муниципальных образований. Предложенная последовательность реализации инвестиционной стратегии муниципального образования позволит обеспечить успешную разработку и последующую реализацию инвестиционной стратегии в коммунальной сфере.

ЛИТЕРАТУРА

1. Федеральная служба государственной статистки. URL: https://rosstat.gov.ru/ opendata/7708234640-numberofmunicipalities2021. (дата обращения 08.04.2022)
2. Кемайкин, Н.К. Состояние сферы жилищно-коммунального хозяйства / Н.К. Кемайкин, Н.А. Клычкова // Бизнес. Образование. Право. – 2020. - №1(50). – с. 142-147.
3. Александров, А.В. Опыт реализации мер по повышению качества жилищно-коммунальных услуг в контексте подготовки стратегии развития жилищно-коммунального хозяйства до 2030 года. // Вопросы устойчивого развития. – 2021 - №5 – с.143-148.
4. Лежнева, А.И. Концессия как стратегия развития объектов жилищно-коммунального хозяйства. // Современные проблемы экономики и менеджмента. Материалы круглого стола / Севастопольский государственный университет, 2016. – с.4-8;

УДК 621.315.658.581

А.И. Лимонов, С.В. Гордей
Белорусский национальный технический университет

ВЫБОР СТРУКТУРЫ ОБСЛУЖИВАНИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Введение. Сельские распределительные сети напряжением 0.4-10 кВ - самые протяжённые сети, обслуживанием которых занято до 80% всего сетевого персонала. У сельскохозяйственных потребителей до 90% аварийного недоотпуска электроэнергии определяется повреждениями в сетях напряжением 10 кВ. Повышение надёжности электроснабжения таких потребителей электроэнергии возможно только за счёт проведения различных технических мероприятий, в том числе и автоматизации.

Актуальность. Автоматизированная сеть напряжением 10 кВ района электрических сетей (РЭС) в смысле её обслуживания представляет собой качественно новый объект. Организация обслуживания большого количества средств автоматики силами централизованных служб нереальна из-за больших затрат времени на переезды. В то же время механическая передача обслуживания средств автоматики имеющемуся в РЭС персоналу невозможна из-за отсутствия у него необходимой квалификации. Естественным выходом из этого положения является создание специализированных подразделений по обслуживанию автоматики непосредственно в РЭС.

Цель исследования. выбор организации эксплуатации автоматизированных сетей РЭС проведём за счёт перераспределения наличной численности линейного персонала между тремя видами обслуживания: оперативным, планово-предупредительным и обслуживанием устройств автоматики

(реклоузеры). Критерием такого перераспределения является минимум суммарного аварийного недоотпуска электроэнергии потребителям РЭС:

$$W_{\Sigma} = NTP + qN\,W_{a} = N(W_{c} + qW_{a})$$

где N, T, P – количество повреждений электрических сетей РЭС за год, их средняя продолжительность и средняя отключаемая мощность потребителей; q - вероятность отказа устройства автоматики (УА) при срабатывании; W_c , W_a - аварийный недоотпуск электроэнергии приходящийся на одно повреждение в сети и аварийный дополнительный недоотпуск электроэнергии в результате отказа при срабатывании одного УА.

Методики определения величин W_c, W_a основаны на моделировании действий оперативного персонала при поиске, локализации и устранении повреждений сетевого оборудования. Локализация повреждённого участка предполагает его выделение из схемы, после чего восстанавливается электроснабжение потребителей и производится ремонт повреждённого оборудования [1].

Конечной целью проведения ППР является предотвращение повреждений от износа сетевых элементов. Для оценки эффективности ППР разработана зависимость параметра потоков отказов в электрических сетях от интенсивности их ремонтов, основанная на моделировании периодичности проведения ремонтов. В качестве исходной информации о надёжности обслуживаемого оборудования использованы износовые характеристики сетевых элементов (опоры, провода, изоляторы и т.д.), полученные в [2]. Модель предусматривает возможность учёта отказов, не зависящих от износа сетевых элементов (отказы по причинам гололёда, ветровых нагрузок, наездов транспорта и пр.). При наличии информации о сроках службы сетевых элементов результаты вычислений с использованием разработанной модели могут быть аппроксимированы полиномом второй степени. Аналогичная зависимость использовалась для оценки эффективности обслуживания УА. Для оценки эффективности процессов оперативного обслуживания использована статистическая имитационная модель, учитывающая возможность функционирования одновременно нескольких оперативно-выездных бригад (ОВБ) с различными графиками их дежурства. Поступающие заявки могут иметь различные приоритеты при обслуживании, в том числе абсолютные, требующие прекращение обслуживания уже начатых заявок. В процессе имитации определяются показатели оперативного обслуживания, в том числе времени простоя заявок в очереди на обслуживание, времени ОВБ, свободного от выполнения заявок и т.д. В общем случае сокращение численности оперативного персонала влечёт за собой ряд отрицательных последствий, основными из которых являются:

-увеличение недоотпуска электроэнергии из-за возрастания продолжительности проезда ОВБ к месту аварии;

- увеличение недоотпуска электроэнергии из-за увеличения времени простоя заявок в очереди на обслуживание;

- несвоевременная подготовка ОВБ схемы к проведению ремонтных работ, что влечёт за собой потери рабочего времени персонала, выполняющего ППР.

В случае, когда оперативное обслуживание в РЭС организовано несколькими ОВБ, дислоцированными в различных местах, показатели оперативного обслуживания определяются путём «взвешивания» доли каждой ОВБ в общем объёме обслуживания. В итоге алгоритм совершенствования структуры организации эксплуатации распределительных сетей РЭС заключается в последовательном рассмотрении вариантов оперативного обслуживания. Для каждого варианта определяются величины отрицательных эффектов и численность высвобождаемого оперативного персонала. После чего этот персонал в совокупности с персоналом, выполняющим ППР и обслуживающим УА, перераспределяется по приведенному выше критерию с учётом наличия перечисленных отрицательных эффектов. К реализации рекомендуется вариант организации эксплуатации РЭС, обеспечивающий минимум годового аварийного недоотпуска электроэнергии присоединённым к сетям потребителям.

Выводы. По описанному выше алгоритму предложена структура организации эксплуатации автоматизированных распределительных сетей Ошмянского РЭС, в которых по проекту планируется установка 50 УА. Суммарная численность персонала Ошмянского РЭС - 95 человек, из которых 19 человек заняты административно-хозяйственными и вспомогательными функциями, 22 человека заняты оперативным обслуживанием, а 54 человека заняты обслуживанием сетевого оборудования 0.4-10 кВ. Предложено сократить 6 человек оперативного персонала производственного участка в Куляшах с одновременным увеличением территории обслуживания оперативным персоналом Ошмянского РЭС. Численность персонала занятого ППР сетевого оборудования предложено увеличить на 1 человека, а также создать производственную лабораторию численностью 5 человек для обслуживания УА. Конечным результатом от перехода на новую структуру эксплуатации сетей Ошмянского РЭС является снижение ожидаемого годового недоотпуска электроэнергии на 18934 кВт·ч.

ЛИТЕРАТУРА

1. В. Л. Прусс, В .В. Тисленко. Повышение надёжности сельских электрических сетей. -М.: Изд-во Энергоатомиздат, 1989. – 229с.

2. Р. Я. Федосенко. Надёжность электроснабжения и электрические нагрузки. – М. Энергия, 1997, 198 с.

3. Алгоритм оптимизации основной структуры энергосистем по нескольким критериям / Н. А. Беляев, А. Е. Егоров, Н. В. Коровкин, В. С. Чудный // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики : Материалы 93-его заседания семинара. В 2-х книгах, Волжский, 13–17 сентября 2021 года / Отв. редактор Н.И. Воропай. – 664033, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 130: Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук, 2021. – С. 353-362. – EDN ZPPZHD.

УДК 620.9

А.И. Возиян
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

КОМПЛЕКСНОЕ РЕШЕНИЕ ЗАДАЧИ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ И ЭКОЛОГИЧНОСТИ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ

Введение. Энергосистема Якутии имеет слабые связи с Единой энергосистемой России. Проблема бесперебойного энергоснабжения изолированных регионов является крайне актуальной. Данное исследование направлено на выявление путей повышения надежности и экологичности функционирования энергосистемы Республики Саха (Якутия), в особенности ее децентрализованной зоны.

Актуальность. Энергетика Якутии характеризуется сложностью и высокой затратностью аварийно-восстановительных работ, обусловленных суровыми климатическими условиями, а повышенная изношенность оборудования увеличивает вероятность возникновения аварийных ситуаций. Средняя длительность перерывов электроснабжения потребителей (Saidi) за 2020 год составила 2,3 (по РФ – 1,5), а средняя частота нарушений электроснабжения (Saifi) достигла значения 1,5 (по РФ – 0,9) [1]. В свою очередь, преобладание дизельных электростанций (ДЭС) в децентрализованной зоне неблагоприятно сказывается на экологической обстановке региона.

Цель исследования. Разработка и обоснование мероприятий по повышению надежности и экологичности энергоснабжения в условиях одновременного контроля и регулирования централизованных и децентрализованных систем энергоснабжения. Методами исследования являются эмпирический анализ, систематизация информации, экстраполяция и сравнение существующих технологий. С учетом поставленной цели в исследовании решались следующие задачи:

1. Анализ показателей надежности энергоснабжения и экологической ситуации Республики Саха (Якутия);
2. Разработка и обоснование комплекса мероприятий по повышению надежности и экологичности энергоснабжения региона.

Электроэнергетическая система Якутии характеризуется большими свободными территориями, а по количеству солнечных дней не уступает Краснодарскому краю, что делает регион одним из лидеров альтернативной энергетики в России. Ключевыми предпосылками использования ВИЭ в Якутии являются экономия дизельного топлива и снижение зависимости труднодоступных районов от «Северного завоза». Логистика поставок топлива для такой обширной территории с суровым климатом формирует высокую себестоимость производства электроэнергии для централизованных систем, которая, согласно данным Якутскэнерго, составляет 4,678 млрд рублей за 2020 год и 4,614 млрд рублей за 2021 год [2].

Более чем у 30% агрегатов генерирующего оборудования, выработавших нормативный ресурс, этот показатель превышен вдвое. Из них у 60% не выдерживаются сроки капитального ремонта. Из общей протяженности кабельных ЛЭП 50,6% превысили предельный срок эксплуатации. Фактический износ ЛЭП 6-10/0,4 кВ АО «ДРСК» «Южно-Якутские ЭС» составляет 69,5%, в то время как ЛЭП ПАО «Якутскэнерго» имеют износ 40%. Средний показатель потерь по районным электрическим сетям достигает 15%, что выше среднего показателя по стране на 4% [3].

Таким образом, к ухудшению надежности энергоснабжения децентрализованной зоны приводит высокий износ оборудования совместно со сложностью и высокой затратностью поставки топлива.

В свою очередь, неблагоприятное воздействие на экологию оказывает преобладание ДЭС и высокий уровень потерь, приводящий к необходимости увеличения выработки энергии и, соответственно, перерасходу топлива.

Задачу повышения надежности энергоснабжения позволит решить следующий комплекс мероприятий: постепенная замена и модернизация изношенного оборудования, установка устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики на базе микропроцессорных устройств на подстанциях высокого напряжения, а также установка комплекса автоматизированной системы коммерческого учета электрической энергии, обеспечивающего обнаружение и сокращение технических и коммерческих потерь электроэнергии.

Следующие мероприятия направлены на повышение экологичности энергоснабжения:

1. Отборы проектов строительства гибридных энергокомплексов. В 2020 г. «Сахаэнерго» провело конкурсы энергосервисных контрактов на строительство новых энергокомплексов в пяти поселках (мощность ДЭС составит 4980 кВт, СЭС – 2323 кВт). Затраты инвесторов будут возмещаться за счет достигнутой экономии средств, полученной при снижении потребления дизельного топлива.

2. Развитие автономной газификации путем использования газа с Талаканского нефтегазоконденсатного месторождения для газотурбинных электростанций Ленского района: Талаканской ТЭС и Чаяндинской ТЭС. Использование газа Среднетюнгского газоконденсатного месторождения для ТЭС Накынского месторождения.

В последние годы активно проводят работы по переводу котельных на газ. В дальнейшем возможен перевод на потребление сжиженного природного газа (СПГ) около 50 объектов теплоснабжения в 8 районах. В 2020–2024 гг. в рамках Программы перехода с централизованного на индивидуальное отопление запланирован переход на газовое отопление почти 1900 домовых хозяйств в 7 населенных пунктах. Также рассматривается возможность использования СПГ на ДЭС в рамках реализации Соглашения о сотрудничестве между Правительством РС(Я) и АО “Атомэнергомаш” по вопросам реализации

проектов строительства заводов СПГ для обеспечения внутреннего спроса и снижения затрат на дизель.

Выводы. Представленный комплекс решений позволит снизить выбросы при сжигании дизельного топлива за счет его уменьшения в топливно-энергетическом балансе региона и снизить риск возникновения аварийных ситуаций, что улучшит показатели надежности и экологичности энергоснабжения.

ЛИТЕРАТУРА

1. Официальный сайт Министерства энергетики Российской Федерации. Подготовка и прохождение отопительного сезона 2020–2021 годов [Электронный ресурс] – URL: https://minenergo.gov.ru/node/18410 (дата обращения 06.04.2022)
2. Предложение ПАО "Якутскэнерго" о размере цен (тарифов) на электрическую энергию на розничном рынке на 2020–2022 годы, на передачу электрической энергии на 2020–2022 годы и сбытовую надбавку на 2020 год.
3. Схема и программа развития электроэнергетики Республики Саха (Якутия) на 2020–2024 годы [Электронный ресурс] – URL: https://docs.cntd.ru/document/570789897 (дата обращения 06.04.2022)

УДК 351.777. 6

Р.Р. Мубаракшина
Казанский государственный энергетический университет

МЕРЫ ГОСУДАРСТВЕННОЙ ПОДДЕРЖКИ ДЛЯ РАЗВИТИЯ РЫНКА ЭЛЕКТРОМОБИЛЕЙ

Введение. Транспортная отрасль является одной из самых быстро развивающих отраслей. Связано это с высокой потребностью людей в более комфортном вождении, которое не требует особого внимания. На сегодняшний день, в нашем мире существуют различные виды транспорта, однако самым распространенным считается автомобиль. Автомобили включают в себя не только положительные, но и отрицательные качества. Их выбросы выхлопных газов влияют на изменение климата, на экологический баланс страны, а также на условия жизни и здоровье людей.

Актуальность. Эти глобальные проблемы привели к тому, что многие развитые страны начали задумываться о более экологичных автомобилях. Были созданы электромобили, которые существенно снижают негативное воздействие на экологию. Развитие данных транспортов во многом зависит от инициативы государства и политики автопроизводителей.

Цель исследования. Рассмотреть меры государственной поддержки для развития электромобилей.

Задачи:

- проанализировать существующие меры государственной поддержки;
- дать оценку их внедрения и применении;
- на основе существующих мер, предложить собственные методы стимулирования;

Многие считают, что через несколько лет электромобили займут особое место в жизни людей и станут основой будущего транспорта, а значит на перспективу их развития будут уделять особое внимание. С каждым годом производство экологичного транспорта, а именно электромобиля, увеличивается. Более развитые страны реализуют свои проекты, создают необходимые условия, которые позволяют продвигать идеи, связанные с сокращением выбросов химических веществ, таких как, углекислый газ, оскид аммония и так далее. Стимулирование развития электромобилей, а также их внедрение в повседневную жизнь во многом зависит от государственной поддержки. Именно определенная поддержки со стороны государства играет важную роль в серийном производстве экологичных транспортов.[1] На сегодняшний день, лишь в крупных странах, как Китай, можно заметить внедрение электромобилей на мировой рынок. А также, создание инфраструктуры, позволяющих применять данный вид транспорта. Уже на этом этапе некоторые государства организовывают меры поддержки, которые активно продвигаются и помогают внедрять электромобили. Данные преимущества направлены не только на производителей, но и потребителей.

Кратко рассмотрим существующие меры поддержки:

- расширение точек зарядных станций;
- частичное субсидирование покупки электромобилей;
- уменьшение стоимости электроэнергии для подзарядки электромобилей; [2]

За последние года благодаря вышеперечисленным государственным поддержкам число продаж экологических транспортов увеличилось в несколько раз. При этом в некоторых странах показатель рентабельности значительно вырос, что повлияло на эффективность работы многих предприятий. Но для полной реализации и внедрения электромобилей недостаточно данных мер. На основе существующих мер мы предлагаем несколько способов стимулирования рынка электромобилей. [3]

1. Установление нулевой ставки таможенной стоимости на электромобили.
2. Возможность снижения налога на транспорт либо годовой отдых от уплаты налога при приобретении электромобиля.
3. Установка домашних зарядных устройств.
4. Создание неких портативных зарядных устройств, позволяющих в любом месте в любое время заряжать транспорт.

Данные меры не только помогут создать перспективные условия, но и станут отличной возможностью для перехода в цифровое общество.

Выводы. Таким образом, существенный рост развития рынка электромобилей во многом зависит от государственной поддержки.

ЛИТЕРАТУРА

1. Иосифов В.В., Подворок И.И. Повышение энергетической эффективности транспортных средств: мировой опыт // Управление инновациями - 2015. Материалы международной научно-практической конференции / под ред. Р.М. Нижегородцева, Н.П. Горидько. Новочеркасск: ЮРГПУ (НПИ), 2015. С. 123-128.

2. Jidi Cao, Xin Chen, Rui Qiu, Shuhua Hou, Electric vehicle industry sustainable development with a stakeholder engagement system // Technology in Society, 2021. Vol. 67.
3. M.A. Baloch, I. Ozturk, F.V. Bekun, D. Khan Modeling the dynamic linkage between financial development, energy innovation, and environmental quality: does globalization matter? // us. Strat. Environ., 30 (1) (2021), pp. 176-184
4. Оценка эффективности бюджетных расходов в сфере развития транспортной системы Санкт-Петербурга. Кручинина Т.А., Кудрявцева Т.Ю. В сборнике: Индустрия 5.0, цифровая экономика и интеллектуальные экосистемы (ЭКОПРОМ-2021). Сборник трудов IV Всероссийской (Национальной) научно-практической конференции и XIX сетевой конференции с международным участием. Санкт-Петербург, 2021. С. 625-629.

УДК 621.311

Ю.В. Ортикова, О.В. Новикова
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

НЕСОВЕРШЕНСТВО МЕХАНИЗМА ГАРАНТИРОВАННОГО ВОЗВРАТА ИНВЕСТИЦИЙ В ПРОГРАММЕ МОДЕРНИЗАЦИИ ТЭС В ЧАСТИ ИНДЕКСАЦИИ КАПИТАЛЬНЫХ ЗАТРАТ

Актуальность. При реализации мероприятий по модернизации объектов, отобранных по программе КОММод, генерирующие компании столкнулись с проблемой роста конечной стоимости проектов, значительно превышающей значения индекса потребительских цен, учитываемого при индексации капитальных затрат. Причина связана с тем, что действующая методика индексации не учитывает рост цен производителей промышленного оборудования, доля которого в структуре затрат проекта составляет порядка 70%.

Методы исследования: анализ, синтез, дедукция, сравнение.

Цель: предложить альтернативный механизм индексации величины капитальных затрат проектов КОММод с учетом индексов цен производителей на товары промышленности.

Задачи:

1) описать актуальный механизм индексации к дате начала поставки мощности объекта КОММод величины капитальных затрат согласно действующим нормативно-правовым актам;

2) сравнить динамику изменения индексов потребительских цен и цен производителей накопительным итогом за период 2017-2021 гг.;

3) описать предлагаемый механизм индексации величины капитальных затрат на модернизацию с учетом индексов цен производителей на промышленные товары;

Возврат инвестиций, вложенных в реализацию мероприятий по модернизации, осуществляется через оплату мощности. В цену на мощность объектов КОММод входят различные составляющие, одна из них – возмещаемые капитальные затраты. [1] Правилами оптового рынка предусмотрена индексация капитальных затрат с года проведения отбора до начала 12-го месяца до начала

периода поставки мощности генерирующего объекта. Индексация осуществляется на основе индекса потребительских цен (ИПЦ), публикуемого Федеральной службой государственной статистики. [2]

Согласно Регламенту финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии, для проектов, отобранных в 2018 году с датой начала поставки мощности в 2022–2024 годах коэффициент индексации, применяемый к величине капитальных затрат, рассчитывается по следующей формуле:

$$К^{инд} = \prod_{y=2018}^{Т'-1} \left(\frac{ИПЦ_y}{100\%}\right) \cdot \frac{ИПЦ_{m_p^{инд},T'}}{100\%}, \quad (1)$$

где $m_p^{инд}$ – календарный месяц, наступающий за 13 месяцев до даты начала поставки мощности объекта;

$m_p^{нач\_план}$ – расчетный месяц, в котором наступает дата начала поставки мощности на оптовый рынок;

T' – год, которому принадлежит месяц $m_p^{инд}$;

ИПЦ_(m_p^инд,T^') – индекс потребительских цен для месяца $m_p^{инд}$ года T'в процентах к декабрю года $T' - 1$.

Проблема действующей методики индексации заключается в том, что в ней не учитывается рост цен производителей на промышленное оборудование, доля которого в конечной стоимости проекта порядка 70%. [3]

На рисунке 1 представлена сравнительная динамика значений ИПЦ и индекса цен производителей (ИЦП) накопительным итогом с 2017 по 2021 гг. Значения индексов цен производителей взяты из отчетов Федеральной службы государственной статистики (Росстат) «Индексы цен производителей по виду экономической деятельности «Промышленность»» [4]

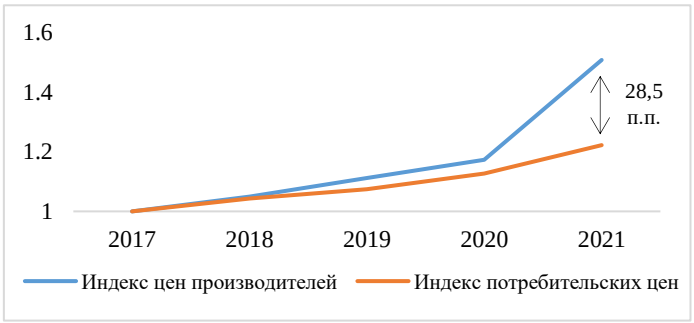


Рисунок 1 – Динамика ИПЦ и ИЦП накопительным итогом за период 2017-2021 гг.

На графике видно, что к 2021 году накопительным итогом значение индекса цен производителей на 28,5 процентных пункта превысило значение индекса потребительских цен.

Для примера проанализируем объекты, отобранные по результатам конкурса в 2019 году с датой начала поставки мощности в 2023 году. Сумма капитальных затрат таких объектов составляет 27 млрд руб., из которых 19 млрд – затраты на оборудование. При индексации по ИПЦ до начала 12-го месяца до начала периода поставки мощности генерирующего объекта, в среднем капитальные затраты увеличиваются на 25%, а при индексации по ИЦП – на 56%.

Как итог фактическая величина капитальных затрат рассмотренных проектов в среднем на 31% процентных пункта окажется выше, чем учтенная. [5]

При индексации величины капитальных затрат предлагается использовать методику, позволяющую с большей точностью учесть реальное изменение величины капитальных затрат с момента проведения отбора проектов до момента покупки необходимого оборудования. Для отбора, проводимого в 2018 году с годами начала поставки мощности в 2022-2024 гг. предлагается использовать следующую формулу коэффициента индексации:

$$К^{инд} = \prod_{y=2018}^{T'-1} \left(\frac{ИЦП_y * d_1 + ИЦС_y * d_2 + ИПЦ_y * d_3}{100\%}\right) \cdot \quad \cdot \frac{(ИЦП_{m_p^{инд}} * d_1 + ИЦС_{m_p^{инд}} * d_2 + ИПЦ_{m_p^{инд}} * d_3)_{,T'}}{100\%}, \qquad (2)$$

где ИЦП – индекс цен производителей «Промышленность»;
ИЦС – индекс цен производителей «Строительство»;
d_1 – доля затрат на оборудование;
d_2 – доля затрат на строительно-монтажные работы;
d_3 – доля прочих затрат.

Выводы. Учет ИЦП и ИЦС в коэффициенте индексации капитальных затрат проектов модернизации позволит с большей точностью отследить динамику цен на энергетическое оборудование по сравнению с ИПЦ. Применение предложенной методики позволяет решить проблему, связанную с занижением величины возмещаемых капитальных затрат в проектах КОММод.

ЛИТЕРАТУРА

1. Официальный сайт Ассоциации НП Совет рынка // Приложение 19.3.1. Регламент проведения отборов проектов модернизации генерирующего оборудования тепловых электростанций URL:https://www.np-sr.ru/ru/regulation/joining/reglaments/3093
2. Постановление Правительства РФ от 27.12.2010 №1172 (ред. от 10.03.2022) "Об утверждении Правил оптового рынка электрической энергии и мощности и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам организации функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности" URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_112537/
3. Новикова О.В., Ортикова Ю.В. Оценка результативности государственных программ обновления основных фондов в энергетике // Национальные интересы: приоритеты и безопасность. – 2021. – Т. 17, № 3. – С. 538 – 555. https://doi.org/10.24891/ ni. 17. 3. 538
4. Официальный сайт Федеральной службы государственной статистики//Официальная статистика//Цены производителей URL: https://rosstat.gov.ru/price
5. Газета "Энергетика и промышленность России//№ 21 (377) ноябрь 2019 года//КОММОД contra КОМ: первые итоги URL: https://www.eprussia.ru/epr/377/3721923.htm

УДК 338.246

Т.Ф. Манцерова, Е.П. Корсак
Белорусский национальный технический университет

ОПРЕДЕЛЕНИЕ УРОВНЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ПРЕДПРИЯТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ

Введение. Для Республики Беларусь среди комплекса приоритетных проблем, связанных с текущими преобразованиями в экономике, ключевое место занимает проблема энергетической безопасности. Это обусловлено тем, что энергетическая безопасность, являясь неотъемлемой и одной из важнейших составляющей национальной безопасности страны, определяет степень защищенности топливно-энергетического комплекса от внешних и внутренних угроз, способных дестабилизировать бесперебойное электроснабжение предприятий реального сектора экономики, населения и организаций социально-культурной сферы [1].

Актуальность. Проблема энергетической безопасности республики стала наиболее актуальной в последние годы в связи с ростом цен на импортируемые энергетические ресурсы, нестабильностью экспорта отечественной продукции на внешние рынки, отсутствием диверсификации поставок необходимого объема потребляемых топливно-энергетических ресурсов. Для повышения эффективности деятельности и дальнейшей финансовой самостоятельности предприятий энергетики особый интерес представляют возможные подходы к оценке уровня их энергетической безопасности [2].

Цель исследования. Для проведения диагностики состояния уровня энергетической безопасности предприятия могут быть предложены следующие индикаторы: относительная величина потерь электроэнергии в сетях; относительная величина потерь тепловой энергии в сетях; отношение подключенной нагрузки к установленной мощности; степень износа основных средств энергопредприятия; уровень инвестиций в основные средства; удельный расход топлива на производство электроэнергии. Для учета экологической составляющей стоит учитывать объём выбросов и объём потребляемой и сточной воды. Последовательность мероприятий по определению уровня энергетической безопасности энергопредприятия может быть сведена к следующим основным этапам:

1. Выделение групп индикативных показателей;
2. Анализ индикаторов и основных технико-экономических показателей;
3. Группировка показателей по степени воздействия и возможности корректировки;
4. Расчёт групп показателей и их диагностика;
5. Определение показателя энергобезопасности, расчёт влияние негативных факторов;
6. Разработка комплекса мероприятий, направленных на повышение уровня энергетической безопасности;

7. Оценка целесообразности инвестирования разработанных мероприятий;
8. Выбор экономически обоснованных мероприятий;
9. Разработка дорожной карты внедрения мероприятий;
10. Мониторинг состояния энергетической безопасности.

Основываясь на трехфакторности энергетической безопасности объекта. можно рассчитать интегральный ее уровень как сочетание энергетической безопасности, энергетической доступности и экологической безопасности. Следует учесть, что каждый из факторов представляет собой комплексную величину, полученную из выбранного перечня субфакторов. При расчёте было учтено, что каждая группа показателей имеет треть влияния (33,3%), а также влияние каждого индикатора внутри группы принимается в равных долях. Апробирование данного подхода к оценке уровня энергетической безопасности проведем по данным одного из филиала РУП-Облэнерго, объекта генерации. В результате расчета были получены следующие данные.

Индекс энергетической безопасности составил:

$$I_{\text{Безоп}} = \frac{100}{7} * \begin{pmatrix} (1 - 0{,}2689) + 0{,}4 + 1 + (1 - 0{,}4793) + \\ +0{,}0548 + (1 - 1{,}022) + 0{,}9951 \end{pmatrix} = 52{,}57\%$$

Индекс энергетической доступности:

$$I_{\text{дост}} = \frac{100}{3} * \left(1 + 0{,}9869 + (1 - 0{,}5694)\right) = 80{,}58\%$$

Индекс экологической безопасности:

$$I_{\text{экол}} = \frac{100}{2} * \left((1 - 0{,}013) + (1 - 0{,}0102)\right) = 98{,}84\%$$

Интегральный показатель энергетической безопасности генерирующего объекта, полученный на основе промежуточных результатов, составил:

$$I_{\text{дост}} = \frac{100}{3} * \left(I_{\text{безоп}} + I_{\text{дост}} + I_{\text{экол}}\right)$$

$$I_{\text{дост}} = \frac{100}{3} * (0{,}5257 + 0{,}8058 + 0{,}9884) = 77{,}33\%$$

В целом, полученный результат обусловлен низкой степенью использования установленной мощности, высоким уровнем расхода тепловой энергии на технологический транспорт, высоким уровнем износа основных средств. Это свидетельствует о том, энергетическая безопасность рассмотренного предприятия находится на стабильном уровне.

Выводы. Точная и своевременная оценка уровня энергетической безопасности и ее мониторинг позволят обеспечить эффективную работу не только отдельного филиала, а в целом энергосистемы страны.

ЛИТЕРАТУРА

1. Корсак, Е. П. Формирование системы угроз энергетической безопасности Республики Беларусь = Formation of the System of Threats to Energy Security of the Republic of Belarus / Е.

П. Корсак // Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ. Энергетика. – 2019. – № 4. – С. 388-398.
2. Манцерова, Т.Ф. Теория устойчивого развития топливно-энергетического комплекса сквозь призму энергетической трилеммы / Т.Ф. Манцерова, Е.П. Корсак // Управление в социальных и экономических системах : м-лы XXX международной научно-практической конференции, г. Минск, 14 мая 2021 г. / редкол.: Н.В. Суша (предс.) и др. ; Минский инновационный ун-т. – Минск : Минский инновационный университет, 2021. – С. 38–39.
3. Манцерова, Т.Ф. Основные подходы к энергосбережению на предприятиях энергетики / Т.Ф. Манцерова, Е.П. Корсак // Управление в социальных и экономических системах : м-лы XXVIII международной научно-практической конференции, г. Минск, 16 мая 2019 г. / редкол.: Н.В. Суша (предс.) и др. ; Минский инновационный ун-т. – Минск : Минский инновационный университет, 2019. – С. 44–45.
4. Широкова, С. В. Организация управления инвестиционной деятельностью нефтеперерабатывающего предприятия с помощью автоматизированной информационной системы / С. В. Широкова, А. В. Гроздова // Россия, Европа, Азия: цифровизация глобального пространства : Сборник научных трудов III Международного научно-практического форума, Невинномысск, 16–21 ноября 2020 года / Под редакцией И. В. Пеньковой. – Невинномысск: Общество с ограниченной ответственностью "СЕКВОЙЯ", 2020. – С. 748-751.

УДК 338.5:628.9

А.Ю. Васина, Е.С. Дубровская
Казанский государственный энергетический университет

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОСВЕТИТЕЛЬНОГО ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

Введение. В настоящее время объективность имеющихся рейтингов в значительной степени определяется методиками, которые используются для обработки данных [1]. Среди их главных недостатков можно выделить то, что при комплексной оценке не учитывается значимость отдельных параметров и в качестве основания для оценки часто используется значение светового потока [2]. Результаты ранних исследований показали, что световой поток в значительной степени зависит от исходной мощности модели, из-за чего является недостаточно достоверным критерием. Поэтому в качестве наиболее информативного необходим параметр, включающий в себя как техническую, так и экономическую составляющую.

Актуальность. Оценка осветительного оборудования с точки зрения экономической эффективности на этапе приобретения для потенциального покупателя остается важной задачей. Наиболее достоверную информацию о светильнике с точки зрения обеспечения эффективного диапазона дает такой показатель, как светоотдача (η), которую определяют через соотношение светового потока (Ф) и мощности (Р) [3]. Стоимость осветительного прибора для правильного представления целесообразно приводить к единице светового потока ($\gamma_{\text{руб}/\text{лм}}$).

Цель исследования. С целью рассмотрения двух наиболее важных параметров качества был предложен коэффициент технико-экономической эффективности, который вычисляется по эмпирической формуле:

$$К_{ээф} = \frac{\eta}{\gamma_{руб/лм}}, \frac{лм^2}{Вт*руб},$$

где η- светоотдача светильника, лм/Вт; $\gamma_{руб/лм}$ - цена единицы светового потока, руб/лм. Данный интегральный показатель позволяет дать более достоверное представление о экономической целесообразности приобретения и качестве осветительного электрооборудования.

Важно также, что светильники стоит оценивать по принадлежности к одному из пяти классов, разбивка по которым представлена в таблице [4]. Численные расчеты были проведены на основании данных каталогов, представленных фирмами-производителями светодиодного оборудования.

Таблица. Распределение удельной доли осветительного электрооборудования в соответствии с принадлежностью к классу

№	Фирма	№ класса и значение $К_{эфф}$				
		I 295-384	II 250-294	III 205-249	IV 115-204	V 25-114
1	Geliomaster	19	28	16	18	18
2	Barrus Group	13	2	36	27	24
3	NEWLED	-	-	24	76	-
4	Комлед	2	4	9	55	30
5	Ферекс	-	-	-	22	78

Выводы. В результате анализа, изделия фирм Geliomaster и Barrus Group можно отнести к числу наиболее энергоэффективных приборов, так как эти производители лидируют, выпуская заметную долю ОП, входящих в классы I-II. Также можно заметить, что у разных фирм распределение приборов существенно различается как по процентному соотношению, так и по наличию доли в определенном классе.

ЛИТЕРАТУРА

1. Мишин Д.В. Оценка и сравнение экономической эффективности внедрения современных видов освещения в быту // Журнал «Транспортное дело России», 2011, №12, стр.9-11.
2. Тукшаитов Р.Х., Абдуллазянов Э.Ю., Исыхакэфу А. Методика оценки технико-экономической эффективности промышленных светодиодных светильников // Современная светотехника. 2014. №1. С.58-60.
3. Вагин Г.Я., Солнцев Е.Б., Шевченко А.С., Малафеев О.Ю. Методика экономического ранжирования осветительных приборов на основе "совокупной стоимости владения» //Труды НГТУ им. Р. Е. Алексеева, 2014 №5, стр.107.
4. Тукшаитов Р.Х. Алгоритмы предварительной оценки качества светодиодных светильников на этапе их приобретения // Энергетика Татарстана. 2014. № 1 (33). С. 48-50.
5. Повышение эффективности системы освещения высших учебных заведений путём внедрения светодиодных ламп при условии соблюдения показателей качества электроэнергии - Артемьев Б.С., Новикова О.В.В сборнике: Неделя науки СПбГПУ. материалы научно-

практической конференции с международным участием. Инженерно-экономический институт СПбГПУ., 2014. С. 137-140.

УДК 338.49

Е.И. Тымуль
Белорусский национальный технический университет

ОСОБЕННОСТИ ЛОГИСТИКИ В ЭНЕРГЕТИКЕ

Введение. Энергия является необходимым элементом для эффективного развития как отдельных предприятий, так и холдингов, и даже государств. Обеспечение надежного энергоснабжения требуется для гарантии устойчивого развития экономики государства, а также его безопасности. Поэтому применение логистики, как одного из методов развития и управления энергосистемой, является одним из приоритетных для формирования единого энергетического рынка.

Актуальность. Логистические принципы и методы являются во многом универсальными, однако специфика технологических и организационных процессов каждого конкретного вида деятельности требует учета в результате чего образуется отраслевая логистика. Энергетика имеет значительные особенности, отличающие энергетические предприятия от других промышленных предприятий, как в разрезе технологического процесса, так и в продукции. В связи с этим получила развитие энергетическая логистика.

Цель исследования. Энергетическая производственно-сбытовая цепь включает в себя последовательные этапы – генерация, передача, распределение и сбыт. Первым и основным этапом, на котором происходит производство электрической и тепловой энергии, является генерация, для осуществления которой требуется входящий материальный поток в виде средств производства и предметов труда, а также финансовый поток, представленный государственным, частным финансированием или самофинансированием. Произведенный на генерирующих предприятиях товар (электрическая и тепловая энергия) по технологической цепочке посредством сетей и распределительных устройств передается далее. Итоговым этапом является сбыт, то есть реализация, энергии потребителям и получение обратных финансовых потоков, которые обеспечивают возобновление производственного цикла [1]. Механизм осуществления поставки энергии является ничем иным, как потоком, однако энергетический поток имеет существенные отличия от прочих материальных потоков, которые вызваны спецификой энергетических систем (рисунок 1).

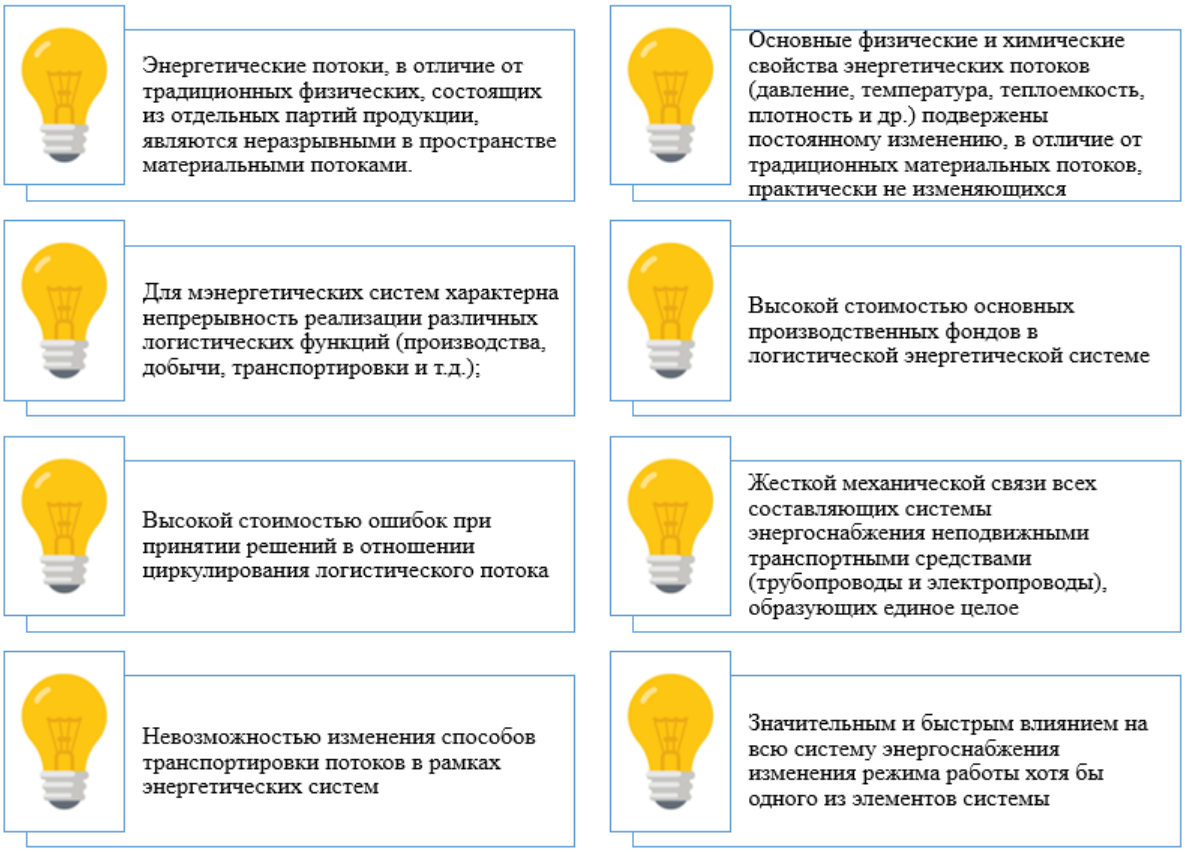


Рисунок 1 – Специфика логистических энергетических систем [2, 3]

На логистические решения большое влияние оказывают свойства производственных процессов и продукции. Особенности энергетического производства исключают процессы транспортировки и складирования незавершенной продукции в производстве электрической и тепловой энергии по причине ее отсутствия, а также управление запасами незавершенного производства и готовой продукции. Поэтому, по сути, организация производственного процесса в генерирующих и передающих предприятиях энергетики представляют собой тянущие системы, где производство и передача электрической и тепловой энергии определяется спросом потребителей.

Выводы. Перспективное развитие энергетики невозможно без применения новых подходов и методов, поэтому использование логистических подходов должно стать стратегическим направлением для энергетических предприятий.

ЛИТЕРАТУРА

1. Манцерова, Т. Ф. Эффективность применения логистического подхода при строительстве энергетических объектов / Т. Ф. Манцерова, Е. П. Чиж // Экономическая наука сегодня : сборник научных статей / редкол.: С. Ю. Солодовников (председатель) [и др.]. - Минск : БНТУ, 2017. - Вып. 5. - С. 225-234
2. Бутковский, И. Е. Логистические подходы к развитию энергетики региона / И. Е. Бутковский // Проблемы современной экономики. – 2014. – №2(50). – С. 240–243
3. Полуботко, А. А. Формирование логистического вектора развития энергорынка региона на основе зеленой экономики : дис. … докт. экон. наук : 08.00.05 / А. А. Полуботко ; Ростов. гос. экон. ун-т. – Ростов-на-Дону, 2017. – 306 с.

4. Гроздова, А. В. Разработка автоматизированной подсистемы учета движения товарно-материальных ценностей для строящихся установок нефтеперерабатывающего предприятия / А. В. Гроздова, С. В. Широкова // Системный анализ в проектировании и управлении : сборник научных трудов XXIV Международной научной и учебно-практической конференции. В 3 ч., Санкт-Петербург, 13–14 октября 2020 года / Под общ. ред. Г. В. Гореловой, А. В. Логиновой. – Санкт-Петербург: Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования "Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого", 2020. – С. 251-254. – DOI 10.18720/SPBPU/2/id20-219. – EDN SDNPJI.

УДК 338.5

М.О. Дубровская
Казанский государственный энергетический университет

ОСОБЕННОСТИ ОРГАНИЗАЦИИ АНАЛИЗА СЕБЕСТОИМОСТИ ПРОДУКЦИИ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ ТЭК

Введение. Топливно-энергетический комплекс (ТЭК) является одной из важных и специфических отраслей народного хозяйства страны и регионов. Кроме показателя своего уровня развития, тенденции функционирования топливно-энергетического комплекса еще и отражают общий уровень технико-технологического развития страны.

Актуальность. В современных условиях на пути эффективного функционирования предприятия возникают проблемы зачастую не связанные с деятельностью самого предприятия. Они проявляются в процессе нестабильности экономических связей, в несовершенстве рыночной инфраструктуры, а также в быстром изменении цен на материалы. Кроме того, определенное влияние на себестоимость продукции и организацию ее анализа оказывают и технико-экономические изменения производственного процесса в целом.

Цель исследования. Провести выявление особенностей организации анализа себестоимости продукции на предприятии ТЭК. Объектом исследования являются предприятия ТЭК. В качестве предмета исследования выступил процесс анализ себестоимости продукции предприятия. С учетом поставленной цели в исследовании решались следующие задачи:

1. Определить задачи анализа затрат на предприятии ТЭК.
2. Выявить экономические проблемы, влияющие на анализ себестоимости предприятий ТЭК.
3. Предложить построение эффективной системы организации анализа себестоимости.

Проведя анализ проблем формирования себестоимости продукции предприятий ТЭК, можно сказать, что в современных условиях под влиянием внешних и внутренних факторов задачи данного процесса изменились.

Рассмотрим первоочередные задачи анализа себестоимости продукции предприятия, среди которых следующие [1]:

1) определить и рассчитать резервы по снижению себестоимости продукции;

2) провести сравнительный анализ затрат на производство и реализацию продукции прошлого периода и плана;

3) выявить внутренние и внешние факторы, которые оказали воздействие на себестоимость продукции и ее анализ;

4) рассчитать эффективность работы подразделений предприятия по снижению себестоимости;

5) провести объективную оценку выполнения плана по себестоимости и ее изменения относительно прошлых отчетных периодов, а также соблюдения действующего законодательства, договорной и финансовой дисциплин [2];

6) проконтролировать своевременное обеспечение подразделений необходимой информацией в процессе управления формированием себестоимости продукции;

7) планомерно осуществлять процесс выработки оптимальных показателей по затратам в целом и на каждый вид продукции.

Кроме того, на организацию анализа себестоимости продукции энергетического комплекса будут влиять ряд экономических проблем [3], среди которых на первый план выходят:

– изношенность крупных машин и оборудования топливно-энергетических сетей;

– государственная политика регулирования ценообразования в энергетической отрасли, которая не способствуют стимулированию развития отрасли;

– существование потерь энергии при ее транспортировке и передаче, что негативно будет влиять на экономическую эффективность функционирования предприятий ТЭК;

– увеличение затрат капитальный и плановый ремонт оборудования;

– разрыв экономических связей, который теперь указывает на несовершенство энергетической инфраструктуры.

Организацию анализа себестоимости, на наш взгляд, следует проводить с учетом, как задач такого анализа, так и с учетом экономических проблем отрасли. Предлагается построение эффективной системы организации анализа себестоимости, которая будет определяться следующими факторами:

1) применение на предприятиях ТЭК новых улучшенных методов планирования и анализа процесса формирования себестоимости продукции предприятия;

2) уровень автоматизации и компьютеризации формализованных и аналитических процессов;

3) своевременное предоставление соответствующей внутренней отчетности, а также аналитикой изменения внешних факторов, что позволит оперативно заметить наличие отклонений и гибко среагировать на них корректирующими действиями;

5) грамотность и профессиональная подготовка высокого уровня специалистов, проводящих анализ затрат и управляющих процессом их формирования.

Выводы. Таким образом, при построении системы организации анализа себестоимости следует учитывать, что ее величина почти всегда будет зависеть от полноты и эффективности использования доступных производственных ресурсов. Использование комплексного метода анализа затрат позволит правильно и рационально организовать функционирование хозяйствующего субъекта.

ЛИТЕРАТУРА

1. Ковалев А.Е. Основные направления анализа себестоимости // Экономика, бизнес, инновации. Сборник статей II Международной научно-практической конференции. – 2018. – С. 319-321.
2. Ржавина Ю.Б. Себестоимость продукции и пути ее снижения // Взаимодействие науки и общества: проблемы и перспективы. Сборник статей Международной научно-практической конференции. – 2018. – С. 120-121.
3. Рассказова Е.В. Управление затратами и себестоимостью продукции на основе оценки уровня инновационного потенциала // Вестник Московского гуманитарно-экономического института. – 2020. – № 1. – С. 184-193.
4. Новикова, О. В. Оценка результативности государственных программ обновления основных фондов в энергетике / О. В. Новикова, Ю. В. Ортикова // Национальные интересы: приоритеты и безопасность. – 2021. – Т. 17. – № 3(396). – С. 538-555. – DOI 10.24891/ni.17.3.538.

УДК 502.36

А.И. Возиян, А.И. Шмелева, А.С. Калюжин
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

ПЕРСПЕКТИВЫ ПЕРЕРАБОТКИ УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА НА НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕМ ЗАВОДЕ

Введение. Крупная нефтеперерабатывающая компания подготовила проект по выделению углекислого газа из отходящего газа короткоцикловой адсорбции на установке получения технического водорода. Планируется выделять около 26498 тонн CO2 в год. Таким образом, открываются возможности полезного использования парникового газа в качестве сырья в нефтехимическом производстве.

Актуальность. Стремление введения углеродного налога для экспортеров продукции в Евросоюз побуждают ведущие нефтяные компании к разработке стратегий декарбонизации производства. Приведенная технология выделения CO2 позволит полезно использовать парниковый газ на производстве и расширить номенклатуру продукции на НПЗ.

Цель исследования. Разработка и обоснование комплекса мероприятий по переработке углекислого газа на НПЗ. Методами исследования являются эмпирический анализ, сравнение существующих технологий и систематизация

информации. С учетом поставленной цели в исследовании решались следующие задачи:

1. Анализ ведущих мировых практик в области переработки углекислого газа;

2. Разработка и обоснование комплекса мероприятий по переработке CO2 на НПЗ;

3. Оценка экологической и экономической эффективности проекта.

Из CO2 в промышленном масштабе производятся следующие химические продукты: карбамид (мочевина), салициловая кислота и этиленкарбонат. Методы получения перечисленных веществ из углекислого газа получили широкое распространение. CO2 также используется для получения уксусной кислоты, метанола и полиуретана, однако подобное производство в промышленности мало распространено. Особое внимание стоит обратить на перспективы улавливания CO2 с промышленных процессов и дальнейшую продажу газа. Реализация проектов по улавливанию с 2021 года осуществляется компаниями «Метафракс» и «СИБУР». Что касается последней компании, на одном из ее предприятий предлагается улавливать CO2 с процесса синтеза окиси этилена и направлять очищенный газ на продажу предприятиям пищевой промышленности [1]. Авторами предлагается рассмотреть нескольких сценариев переработки углекислого газа на НПЗ. Первый сценарий предполагает внедрение малотоннажной установки по производству метанола из CO2 и водорода немецкой компании «Thyssenkrupp Industrial Solutions» [2]. За год будет производиться около 19299 т метанола в год. Таким образом, потребуется около 26498 тонн CO2 и 3647 тонн водорода ежегодно. Во втором сценарии предлагается внедрение установки по производству метанола датской компании «Haldor Topsoe» [3]. Технология основана на паро-углекислотной конверсии метана, использующей в качестве сырья природный газ и CO2. В год планируется производить 18806 тонн метанола. Согласно расчетам, потребуется около 26498 тонн CO2 и 97339 тонн природного газа в год. Компания «Haldor Topsoe» имеет реализованный проект по производству метанола методом паро-углекислотной конверсии на предприятии «Нижнекамскнефтехим». При производстве метанола углекислый газ также используется компанией ООО «Томет». Стоит отметить, что при производстве метанола также выделяется значительное количество CO2 (0,34 тонны на 1 тонну метанола). Таким образом, в год будет образовываться дополнительно около 6561 тонн CO2 (сценарий №1) или 6394 тонн CO2 (сценарий №2). Этот газ можно улавливать, очищать и отправлять в сжиженном виде на продажу предприятиям. О реализации подобного проекта компанией «СИБУР» было сказано ранее. Поставщиками технологий по улавливанию, очищению и сжижению CO2 являются немецкая компания «Linde Engineering», имеющая представительство в России, и российская компания «Нефтемашэкспорт». В случае сложности внедрения производства метанола на НПЗ предусмотрен третий сценарий: продажа CO2 с установки короткоцикловой адсорбции без производства метанола. В таблице 1

представлены экономические показатели трех сценариев. С экономической точки зрения наиболее эффективными проектами являются сценарий №3 и сценарий №1.

Таблица 1: Экономический эффект от внедрения сценариев

№ сценария	Срок окупаемости, лет	Инвестиции, млн руб.	NPV, млн руб.	IRR, %	PI, у.е.
Метанол из CO2 и H2	3,58	854,90	736,66	38	1,85
Метанол из CO2 и ПГ	5,07	832,75	379,27	27	1,41
Продажа CO2	2,42	105,54	194,25	57	2,84

Что касается экологических последствий сценариев, количество выбросов на НПЗ сократится на 90% (сценарий №1 и №2) или на 15% (сценарий №3).

Выводы. Авторами предложены три сценария переработки и утилизации CO2 на НПЗ. Предлагается производство метанола из CO2 и водорода либо получение метанола из природного газа с добавлением CO2. Третий сценарий предполагает улавливание углекислого газа и его дальнейшая продажа предприятиям. Представленные сценарии имеют значительный экологический и экономический эффекты и могут быть реализованы на предприятии в ближайшее время.

ЛИТЕРАТУРА

1. СИБУР и Линде реализуют в Дзержинске совместный проект по сокращению углеродного следа // СИБУР URL: https://www.sibur.ru/SiburNeftekhim/press-center/news/sibur-i-linde-realizuyut-v-dzerzhinske-sovmestnyy-proekt-po-sokrashcheniyu-uglerodnogo-sleda-/ (дата обращения 06.04.2022)
2. Установки по производству метанола // Thyssenkrupp Industrial Solutions URL: https://www.tkisrus.com/assets/pdf/brochures/ru/tkis-methanol-ru.pdf (дата обращения 06.04.2022)
3. Синтез метанола // Haldor Topsoe URL: https://www.topsoe.com/ru/processes/methanol/synthesis (дата обращения 06.04.2022)

УДК 620.95

А.А. Аристова, О.В. Новикова
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

ОЦЕНКА УРОВНЯ ИННОВАЦИОННОГО РАЗВИТИЯ БИОЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ

Введение. Существует несколько характеристик биоэнергетики, как отрасли и как научного направления. Как отрасль, обеспечивающая ресурсами для получения биотоплива, и как отрасль переработки биотоплива в энергию тепловую и электрическую. Однако, это отраслевое направление имеет уже традиционные технологии и инновационные. Развитие биоэнергетической отрасли РФ требует формирования устойчивой инновационной технологической

программы сектора биоэнергетики, благодаря которой определяется необходимость в гармонизации биоэнергетического развития в соответствии с потенциалом и меняющимися требованиями по экологическим характеристикам биоэнергетического рынка [1].

Актуальность. В связи с прогрессивным развитием сектора биоэнергетики в мировом сообществе, вследствие достижения углеродной нейтральности, необходимо оценить инновационное развитие биоэнергетики России. Так, Международное энергетическое агентство прогнозирует увеличение доли биоэнергетики в ВИЭ на 30% к 2023 году.

Цель исследования. Оценить уровень инновационного развития биоэнергетики России на основе нечеткой логики.

Сегментация биоэнергетического рынка. Деление мирового биоэнергетического рынка по продуктовым группам можно представить следующим образом [2]:

1. Биотопливо – классифицируется на твердые биотоплива (пеллеты, брикеты и т.д.), жидкие биотоплива (биодизель, биоэтанол, биометанол, топливные биодавки) и биогаз и синтез-газ, получаемый на основе биологического разложения или термохимического процесса;

2. Биоэнергетическое оборудование – применяется на основе биомассы для тепло- и электрогенерации, а также для производства биотопливных продуктов.

Барьеры для развития биоэнергетики В РФ. Так как объекты биоэнергетики являются возобновляемыми источниками энергии, рассматриваются как общие риски ВИЭ, так и специфичные для биотехнологий [3]. К общим барьерам для развития ВИЭ и, в частности, биоэнергетики в РФ авторами выявлены такие барьеры, как экономические, законодательные, научно-технические, психологические и информационные.

Нечетко-множественный анализ. Для понимания текущего уровня развития и интереса компаний и государства к инновациям биоэнергетики авторами предложено рассмотреть индикаторы инновационного развития биоэнергетики. Метод исследования с применением нечетко-множественного анализа был выбран с учетом многообразия шкал оценок и единиц измерения. Теория нечетких множеств позволяет переменным, участвующим в аналитическом описании модели, принимать лингвистические модели [4]:

$$\Omega = [x, T, D],$$

где x – имя переменной; T – терм-множество или множество значений; D – область определения.

Используя алгоритм нечетко-множественного анализа, проведен расчет агрегированных показателей на основе выбранных количественных индикаторов инновационного развития биоэнергетики ТП «Биоэнергетика», утвержденных согласно «Дорожной карте развития биоэнергетики на период 2019–2030» (таблица 1). Фактические значения индикаторов выбраны на основе отчетов о реализации работы ТП «Биоэнергетика».

Таблица 1: Индикаторы инновационного развития биоэнергетики [2][5][6][7][8]

№	Индикаторы	Ед. изм.	Год		
			2015	2018	2020
Фактор «Уровень финансирования»					
X_1	Объем средств федерального бюджета	млрд руб.	31	50	70
Фактор «Уровень разработок»					
X_2	Количество реализованных субъектами РФ инновационных проектов	шт.	10	20	30
X_3	Количество мероприятий, нацеленных на развитие инновационного потенциала	шт.	25	14	7
X_4	Количество полученных патентов	шт.	0	2	10
Фактор «Уровень внедрения»					
X_5	Производство твердого биотоплива	млн т	6	16	18
X_6	Производство тепла	млрд руб.	60	160	200
X_7	Доля энергетической утилизации отходов агропищевых и лесных предприятий	%	30	80	90
X_8	Доля моторного топлива и его компонентов в общем объеме потребления топлива	%	3	8	10

Анализируя таблицу 1, наблюдается тенденция по увеличению уровня финансирования, уровня разработок и уровня внедрения. Однако, индикатор X3 имеет обратную тенденцию, что предположительно в 2020 году связано с пандемией COVID-19.

Для расчета единого агрегированного показателя Y необходимо найти среднеарифметическое значение:

$$Y = \frac{Y_1 + Y_2 + Y_3}{3} = \frac{0{,}34 + 0{,}57 + 0{,}73}{3} = 0{,}55,$$

где Y_1 – показатель «Уровня финансирования»; Y_2 – показатель «Уровня разработок»; Y_3 – показатель «Уровня внедрения».

Классифицируя значения агрегированных показателей, можно сделать вывод о том, что «Уровень финансирования» относится к «ниже среднему», «Уровень разработок» к «выше среднему», «Уровень внедрения» к «выше среднему», а общий показатель «Уровень инновационного развития биоэнергетики» – «средний».

Выводы. Инновационное развитие биоэнергетики находится на среднем уровне на что сильно влияет недостаточность государственной поддержки сектора биоэнергетики по финансированию и разработки НИОКР.

ЛИТЕРАТУРА

1. Аристова А.А., Тянь Ц. Сравнительная характеристика перспектив развития биоэнергетики России и Китая // Развивая энергетическую повестку будущего: Сборник

докладов Международной научно-практической конференции для представителей сообщества молодых инженеров ТЭК. Санкт-Петербург, 10-11 декабря 2021 г.
Издательство: Санкт-Петербургский государственный электротехнический университет "ЛЭТИ" им. В.И. Ульянова (Ленина), 2021. С. 293-298.
2. Novikova O., Vladimirov I., Bugaeva T. Expansion of the Fuel and Energy Balance Structure in Russia through the Development of a Closed-Loop Recycling. Sustainability 2021, 13, 4965.
3. Дорожная карта развития биоэнергетики Технологической Платформы «Биоэнергетика» на период 2019-2030 // ТП «Биоэнергетика URL: http://www.tp-bioenergy.ru/upload/file/dorozhnaya_karta_tp_bioehnergetika.pdf
4. Baruah H.K. The Theory of Fuzzy Sets: Beliefs and Realities. International Journal of Energy, Information and Communications. Vol. 2. Issue 2. May 2011. Pp. 1-22.
5. Комплексная программа развития биотехнологий в Российской Федерации на период до 2020 года (утв. Правительством РФ от 24 апреля 2012 г. N 1853п-П8) // Правительство России URL: http://static.government.ru/media/files/41d4e85f0b854eb1b02d.pdf
6. Отчет о реализации работы Технологической Платформы «Биоэнергетика» за 2015 год, Москва, 2016. - 259 с.
7. Отчет о реализации работы Технологической Платформы «Биоэнергетика» за 2018 год // ТП «Биоэнергетика» URL: http://tp-bioenergy.ru/upload/file/otchet_2018_ tp_bioenergetika_(1).pdf
8. Отчет о реализации работы Технологической Платформы «Биоэнергетика» за 2020 год // ТП «Биоэнергетика» URL: http://tp-bioenergy.ru/upload/file/otchet_bioenergy_2020_(1).pdf

УДК 658.26

Д.Р. Урмеева, Ю.А. Рогожа, Л.Р. Уразбахтина
Казанский государственный энергетический университет

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ УПРАВЛЕНИЯ ЭНЕРГОРЕСУРСАМИ НА ПРОМЫШЛЕННОМ ПРЕДПРИЯТИИ

Введение. В настоящее время промышленное производство представляет собой базу экономического комплекса и является главным элементом обеспечения экономической безопасности России, его стабильная деятельность является крайне важной в общем экономическом механизме. Необходимо отметить, что сейчас прослеживается беспрерывное увеличение потребления промышленных товаров, а также увеличение энергозатрат на их производство в связи с повышением цен на энергетические носители. Склонность к последующему увеличению издержек сохранится, что говорит о повышении оплаты энергетических ресурсов. Таким образом, предприятиям необходимо использовать рекомендации и мероприятия по усилению энергетической эффективности.

Актуальность. Проблема эффективного потребления энергетических ресурсов и энергосбережения являлась актуальной еще в XX веке. И в настоящее время особенно важен вопрос конкурентоспособности товаров российских предприятий, ведь любое предприятие не способно успешно конкурировать без внедрения мер экономии энергетических ресурсов.

Цель исследования. Изучение механизма управления энергоресурсами на промышленных предприятиях и разработка рекомендаций по эффективному

использованию топливно-энергетических ресурсов. Объектом исследования являются промышленные предприятия России, предметом исследования - система управления энергопотреблением на промышленных предприятиях. С учетом поставленной цели в исследовании решались следующие задачи:

1. Изучение текущего положения в управлении энергетическим потреблением на промышленных предприятиях России.
2. Проведение анализа развития системы эффективного потребления энергоресурсов в России.
3. Разработка плана мероприятий по увеличению энергоэффективности на промышленных предприятиях.

Меры, влияющие на повышение энергетической эффективности предприятий, являются предпосылками роста экономики, а также гарантией более здоровой экологической среды, повышения обеспеченности населения. Любому промышленному предприятию необходимо использовать эффективное управление энергетическими ресурсами. Внесение в структуру управления механизма регулирования энергетических затрат является важным элементом для производства, которое стремится не утратить свое конкурентное превосходство, прибыльность и место на рынке [1]. Внесение механизма управления энергетическими издержками предоставляет возможность сокращения переменных издержек ввиду приспособления предприятия к непривычной рыночной конъюнктуре. Внесение в структуру управления данного механизма регулирования энергозатрат даст возможность совокупно разрешать ряд задач энергосбережения, а также даст право уменьшать затраты на энергетические ресурсы, что увеличивает прибыль предприятия [2].

Весь план действий по увеличению энергоэффективности можно поделить на четыре шага. К первому мы отнесем получение точной и подробной информации об энергии, которую расходует предприятие. В этих целях используются специальные технологии, которые служат для реализации энергетического обследования организации (энергоаудит). Затем проводится процесс создания особой программы энергосбережения. Благодаря которой энергообеспеченность гарантирована. Данная программа обязательно должна иметь технико-экономическое обоснование, которое в будущем заложит основу в определенном инвестиционном проекте [3]. Следующим этапом будет введение в эксплуатацию уже созданного комплекса мероприятий, то есть организация будет использовать только самые выгодные способы их материального обеспечения. И к последнему, четвертому этапу отнесем мониторинг итогов использования мероприятий по увеличению эффективности энергии. Именно этот шаг дает полную картину о достигнутых результатах, а именно о правильном соотношении показателей экономии и степени их соответствия проектным нормам [4].

Выводы. Правильное распределение в организации энергоресурсов воздействует на рентабельность работы, которая является важным фактором обеспечения конкурентоспособности.

Подводя итог, важно отметить, что, те предприятия, которые обладают высокими показателями энергоэффективности, как правило, многие годы занимались вопросами энергосбережения, внедрили большой объем мероприятий, повышающих энергоэффективность, реализовали потенциал энергосбережения. Таким образом, при разработке целевых показателей энергосбережения, требований к энергоэффективности должна быть законодательно установлена дифференциация по степени энергоэффективности и методы стимулирования наиболее эффективных предприятий.

ЛИТЕРАТУРА

1. Мухаметова Л.Р., Ахметова И.Г., Ахметов Т.Р. Оценка эффективности реализации программ энергосбережения. Проблемы энергосбережения в теплоснабжении. Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2015;(9-10):12-21. https://doi.org/10.30724/1998-9903-2015-0-9-10-12-21.
2. Кобелев Н.С., Энергосберегающие технологии в инженерных системах промышленных и общественных зданий – Курск: КурскГТУ, 2008. – 135 с.
3. Юдина Н. А., Дунаева Т. Ю., Лившиц С. А., Кац Д. Б., Еникеева С. Р., Николаева Е. К. Направления повышения энергоэффективности в России // Международный водно-энергетический форум–2018: сборник материалов докладов. Казань: Казан. гос. энерг. ун-т, 2018 Т. 1 С. 350–354.
4. Зайцев, В.В., Сайкина Л.Б. Реализация политики энергосбережения в промышленности // Энергосовет. 2013. № 3 (28). С. 63-71.
5. Крылова, Ю. И. Разработка имитационной модели для поддержки принятия управленческих решений на предприятии / Ю. И. Крылова // Энергетика, управление и автоматизация: инновационные решения проблем : Материалы Всероссийской научно - практической конференции обучающихся и преподавателей. В 2-х частях, Санкт-Петербург, 17 декабря 2020 года. – Санкт-Петербург: Санкт-Петербургский государственный университет промышленных технологий и дизайна, 2021. – С. 122-128.

УДК 338.24

А.А. Дмитриева
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

УЧАСТИЕ ГЕНЕРИРУЮЩИХ КОМПАНИЙ РОССИИ В РАЗВИТИИ ВОДОРОДНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

Введение. Согласно Энергетической стратегии России на период до 2035 года, особенная роль в низкоуглеродном развитии относится водородной энергетике. Эта стратегия предусматривает развитие проектов, связанных с производством и потреблением водорода, а также создание экологичных технологий по производству водорода на мировом уровне.

Актуальность. 5 августа 2021 года была подписана концепция развития водородной энергетики. Ее главная цель – раскрытие потенциала страны в области производства и применения водорода. В рамках этой концепции несколько генерирующих компаний заявили о своем участии в развитии водородной энергетики.

Цель исследования. Определение степени вовлеченности российских генерирующих компаний в развитие водородной энергетики. Объект исследования – стратегическая документация и отчеты генерирующих компаний, а предметом исследования являются стратегические планы и цели рассматриваемых компаний. С учетом поставленной цели в исследовании решались следующие задачи:

1. Изучение стратегической и отчетной документации генерирующих компаний на предмет наличия исследовательской, инвестиционной или производственной деятельности по развитию водородной энергетики.
2. Проведение сравнительного анализа степени вовлеченности генерирующих компаний в области развития водородной энергетики.

Методы исследования – анализ степени участия российских компаний в развитии водородной энергетики и синтез полученных данных, на основе которых был сделан вывод об участии компаний в развитии водородной энергетики. АО «Русатом Оверсиз» является интегратором по направлению «Водородная энергетика» в рамках ГК «Росатом». В таблице 1 отображены пилотные проекты компании:

Таблица 1: Пилотные проекты АО «Русатом Оверсиз» по развитию водородной энергетики [1]

Проект: Производство «голубого» водорода				
Срок реализ.	Регион	Целевые рынки	Прогнозный объем пр-ва H_2 в 2024 г.	Этап реализации
2024 г.	о.Сахалин	внутр. рынок РФ, страны АТР	30 000 тонн	Подготовлено ТЭО, выделены средства для проекта
Проект: Производство низкоуглеродного водорода				
2024 г.	Мурманская обл.	внутр. рынок РФ, Европа	150 тонн	Есть необх. оборудовани, проект в стадии доработки

В рамках развития водородной энергетики Газпром планирует осуществить следующий проект (см. таблицу 2):

Таблица 2 – Пилотный проект ООО «Газпром энергохолдинг» по развитию водородной энергетики [1]

Проект: производство «зеленого» водорода				
Срок реализ.	Регион	Целевые рынки	Прогнозный объем пр-ва H_2 в 2024 г.	Этап реализации
2024 год	Мурманская обл.	внутр. рынок РФ, страны Европы	2000 тонн	Планирование проекта

О своем участии в развитии водородной энергетики и другие генерирующие компании. Например, «ЛУКОЙЛ» собирается заниматься изучением перспектив

получения водорода из газа по словам заместителя гендиректора ООО "РИТЭК" ПАО "ЛУКОЙЛ" Виктора Дарищева. [2] «НОВАТЭК» планирует запустить Обский газохимический комплекс (ГХК) в 2027 г., мощность которого составит 0,13 млн т/год водорода. На данный момент по проекту ведутся проектные изыскания, окончательное инвестрешение будет принято в 2022 г. [3]

1. Ключевые параметры, которые были использованы для оценки степени участия компаний в развитии водородной энергетики:

2. Количество проектов компании, связанных с развитием водородной энергетики, и степень их реализации

Объем производства водорода на планируемых заводах

На рисунке 1 отображен сравнительный анализ прогнозируемых объемов производства H_2 на пилотных проектах Газпрома и Росатома:

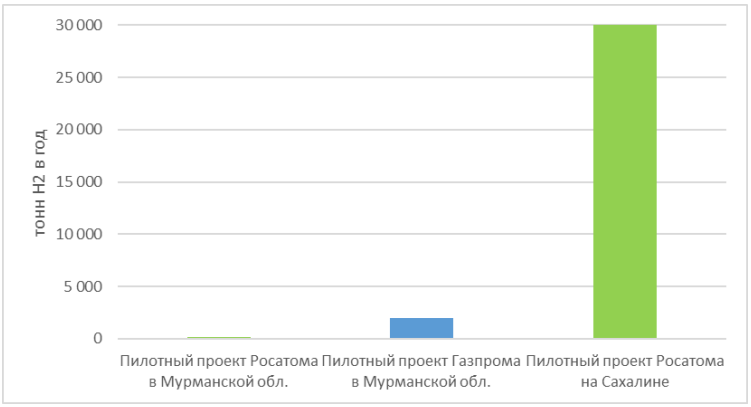


Рисунок 2. Сравнение объемов производства H2 в проектах генерирующих компаний

Выводы: исходя из оцениваемых параметров, можно прийти к выводу, что именно госкорпорация «Росатом» отвечает за развитие водородной энергетики в России. Развитие водородной энергетики, в том числе на дальнем востоке, приведет не только к улучшению экологической обстановки, но и к экономической выгоде. [4]

ЛИТЕРАТУРА

1. Атлас российских проектов по производству низкоуглеродного и безуглеродного водорода и аммиака // Минпромторг России URL: https://minpromtorg.gov.ru/common/upload/docVersions/6169a90492dde/actual/atlas.pdf

2. "ЛУКОЙЛ" изучит перспективу получения водорода из газа // Международная информационная служба «Интерфакс» URL: https://www.interfax.ru/business/750517

3. "Новатэк" планирует запустить Обский ГХК в 2027 году // Информационное агентство «ТАСС» URL: https://tass.ru/ekonomika/12676067

4. О.В. Новикова, И.А. Дегтярев, П.С. Савлов «Перспективы развития водородной энергетики на дальнем востоке». Сборник «Современные технологии и экономика энергетики». Материалы Международной научно-практической конференции. Санкт-Петербург, 2021. С. 34-36.

УДК 338.49

Р.Г. Джалалов, А.С. Воеводина, С.А. Радченко
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ В РОССИИ

Введение. В наши дни удовлетворение человеческих потребностей производится в основном за счет невозобновляемых источников энергии. Большое количество полезных ископаемых зачастую используется иррационально, что безусловно наносит вред окружающей среде, тем самым приводит человечество к экологическим проблемам. Все это провоцирует ухудшение экологической обстановки, а также вызывает энергетически-ресурсный кризис.

Ресурсная энергобаза, которая является фундаментом всей хозяйственной деятельность людей, исчерпаема [1]. Многие ученые, исследователи прогнозируют дефицит энергетических ресурсов в самое ближайшее время. Решением приведенных выше проблем является – развитие возобновляемых источников энергии (ВИЭ). Вследствие этого вопрос развития возобновляемых источников энергии и внедрения целостной системы альтернативной энергетики становится актуальным.

Цель работы. Исследовать и оценить динамику развития ВИЭ в РФ, а также проанализировать основные проблемы и факторы риска для развития мощностей, использующих возобновляемые ресурсы.

Методы исследования. Для выявления факторов внутренней и внешней среды ВИЭ проведем SWOT – анализ. Он используется для определения сильных и слабых сторон, возможностей и угроз проекта.

Результаты. Согласно данным Министерства энергетики РФ, объем выработки электроэнергии на объектах ВИЭ с 2014 г. увеличился на 2,2 тыс. кВтч. Большую часть выработанной электроэнергии производится на гидро-, солнечных и ветровых электростанциях. Также в РФ функционируют малые ГЭС (до 25 МВТ), энергоустановки, использующие биомассу, отходы, свалочный газ. Представленные данные и показатели позволяют понять, что ВИЭ в России имеет большую перспективу для развития, потенциальный рост количества выработанной электроэнергии соответственно это доказывает [2].

На рисунке 1 показаны результаты проведенного SWOT анализа. Россия обладает большим потенциалом для развития “зеленой” энергетики в силу своей огромной территории с разными климатическими зонами: например, регионы севера и юга России - такие регионы богаты своим ресурсами: северные прибрежные ареалы имеют большие возможности для развития ветроэнергетики, южные - полны солнечной энергии. Именно поэтому необходимо грамотно расходовать имеющиеся ресурсы.



Рисунок 1 – SWOT анализ развития ВИЭ в РФ

Реализация программ по строительству ВИЭ-электростанций в основном выгодна в отдаленных регионах страны, где отсутствует центральное электроснабжение. Примерно 30% Российской Федерации покрыта сетями центрального электроснабжения. Остальные 70% оснащаются за счет механизма автономного электроснабжения. Таким образом необходимо обеспечить электроэнергией территории отдалённые от центрального электроснабжения.

При планировании любого проекта электроснабжения, необходимо учитывать не только стоимость строительства электростанции, но и последующие затраты на обслуживание. Например, дизельный генератор требует постоянного снабжения топливом, в то время как солнечная или ветренная электростанции не нуждаются в нём. [3].

Тем не менее основным фактором, замедляющим развитие блока ВИЭ в РФ, является финансовая неокупаемость, а также низкая конкурентоспособность на рынке современных технологий по производству электроэнергии.

Выводы. Внедрение ВИЭ – главная «верхушка» в стратегии экономики России. Согласно программе постановления Минэнерго России на период до 2035 года, будет построено в общей сложности 11,6 ГВт электростанций с «зелёной» электроэнергией, что эквивалентно менее 5% всей установленной мощности электростанций в стране. В РФ созданы механизмы, стимулирующие осуществление инвестиционных проектов по строительству генерирующих объектов, функционирующих на основе ВИЭ [4]. Снижение затрат, цифровизация энергетики открывают возможности для реализации поставленных Правительством РФ целей, по увеличению доли электроэнергии, выработанной на ВИЭ [5].

ЛИТЕРАТУРА
1. Проект Энергетической стратегии России на период до 2035 года: Министерство энергетики РФ URL: https: https://minenergo.gov.ru/node/1026
2. Система государственного стимулирования хранения электроэнергии в России: Министерство энергетики РФ URL: https://minenergo.gov.ru/node/489
3. Пуртова Елена Евгеньевна, Ермолаева Юлия Вячеславовна Перспективы использования зеленой энергетики на территории РФ: SWOT - анализ // Успехи в химии и химической технологии. 2017. №2 (183). URL: https://cyberleninka.ru/article/n/perspektivy-ispolzo..
4. Система государственного стимулирования хранения электроэнергии в России: Министерство энергетики РФ URL: https://minenergo.gov.ru/node/489
5. Распоряжение «Об утверждении Основных направлений государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии на период до 2035 года» URL: https://docs.cntd.ru/document/902137809

УДК 621.311.171

В.В. Пирогова
Белорусский национальный технический университет

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ "ИНТЕРНЕТ +" УМНАЯ ЭНЕРГИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОМ КОМПЛЕКСЕ

Введение. Интернет вещей (далее IoT) управляет автоматизацией процессов и операционной эффективностью во многих отраслях — здравоохранение, розничнаяторговля, производство, энергетика, логистика. Приложения IoT в энергетическом секторе привлекают особое внимание потребителей, предприятий и даже правительств. Помимо многочисленных преимуществ для цепочки поставок электроэнергии, системы энергоменеджмента, так же применение IoT позволяет повысить экономию топливно-энергетических ресурсов, безопасность и эффективность энергопотребления и энергопроизводства

Актуальность. Системы энергоменеджмента на основе IoT обеспечивают широкий спектр преимуществ для каждой части цепочки поставок электроэнергии, включая электроэнергетические компании, дистрибьюторов и потребителей. Основные приложения Интернета вещей для мониторинга и управления энергией обещают экономию энергии от 30% до 70% в зависимости от масштаба и функциональности.

Цель исследования. Выявить наиболее перспективные направления в использовании Интернета вещей в электроэнергетике. Объектом исследования является технология Internet of Things, а предметом исследования являются тенденции использования IoT в энергетіке. С учетом поставленной цели в исследовании решались следующие задачи:

1. Анализ теоретических источников для выявления тендеций равзития энергетической отросли;

2. Предложить направления для внедрения цифровых технологий.

Экономическая выгода является одной из основных причин, по которой компании и правительства изучают возможности IoT для повышения энергоэффективности. Интеллектуальный замер, мониторинг энергопотребления в реальном времени и прогнозы, основанные на данных, помогают всем участникам цепочки поставок лучше контролировать расходы и инвестиции и устранять отходы. Энергетический сектор переживает огромные изменения, чтобы идти в ногу с новыми правилами, обычно направленными на сокращение выбросов. Компании все чаще интегрируют программное обеспечение для управления потреблением энергии Интернета вещей и другие решения в свою деятельность, чтобы уменьшить свой углеродный след — оптимизировать использование ресурсов, измерять и анализировать свое воздействие на окружающую среду и строить ориентированные на будущее стратегии, ориентированные на цели чистого нуля [1]. Компании не только используют IoT для управления энергией в повседневной деятельности, но и используют аналитические инструменты, чтобы увидеть, как они соответствуют действующим экологическим нормам. Современные платформы предоставляют специальные аналитические инструменты, которые показывают, имеют ли клиенты право на отраслевые сертификаты, стимулы и программы. Специалисты по переработке понимают, что переход к зеленой энергии неизбежен, и предпринимают шаги по интеграции стратегии чистой энергии в свою деятельность. Используя датчики мониторинга энергии, данные о производительности и энергопотреблении, коммунальные службы, например, лучше понимают, как максимально использовать возобновляемые источники энергии в своих услугах и принять стратегии энергосбережения. Сегодня мы можем использовать Интернет вещей для управления энергией и расширения внедрения зеленой энергии. Жилые солнечные системы и ветряные турбины на основе IoT предлагают бесплатную мощность для частичного или полного удовлетворения спроса на энергию домохозяйства. Внедрение систем возобновляемой энергетики в жилых помещениях не только помогает экономить энергию, но и снижает углеродный след и способствует инициативе по сохранению окружающей среды [2]. Хранение энергии – это совершенно новый рынок. Он привлекает внимание в связи с последними тенденциями в секторе умного дома и растущей ролью IoT в концепции умного города. В целом, хранение позволяет потребителям поддерживать энергетическую независимость и устойчивость в случае отключения или другой проблемы на линии. Интеллектуальное хранилище обеспечивает контролируемое и эффективное резервное копирование энергии и предоставляет жителям функции управления. Используя интеллектуальное хранилище, жители могут принимать обоснованные решения о нагрузках и выбирать, какие нагрузки следует защищать, сколько энергии следует тратить в автономном режиме и где [2]. Еще одно применение Интернета вещей для экономии энергии сосредоточено на оптимизации операций по производству электроэнергии. Станции, электростанции, солнечные поля и ветряные турбины также потребляют

энергию, требуют технического обслуживания и широкого спектра трудоемких и ресурсоемких работ для их поддержания в рабочем состоянии. Использование IoT или Интернета энергетических вещей в этом секторе помогает максимизировать производительность. Управление ресурсами в Internet of Energy Things подразумевает комплекс мер по оптимизации работы энергосистемы. Это включает в себя использование датчиков, анализ данных, прогнозное обслуживание и другие методы [3]. Непрерывный мониторинг состояния оборудования и электропроводки с помощью датчиков, например, предотвращает перегрузки и помогает поддерживать сбалансированную нагрузку на линии. Прогнозирующее техническое обслуживание обеспечивает своевременный ремонт оборудования и предотвращает отключения, аварии и дорогостоящие простои.

Выводы. Системы энергоменеджмента на основе IoT используют данные об энергопотреблении в реальном времени, чтобы помочь оптимизировать использование электроэнергии, динамически переключаться на более экономичные и ресурсосберегающие режимы и разрабатывать эффективную и устойчивую стратегию энергопотребления на основе моделей использования.

ЛИТЕРАТУРА

1. Крохалев, Я.В. Особенности промышленной политики в электроэнергетике / Я.В Крохалев. – 2018 : Материалы XXI Всероссийского экономического форума молодых ученых и студентов «Конкурентоспособность территорий», 2018. – 117–119 с.
2. Пипия, Ю.С Использование технологии интернета вещей в электроэнергетике: возможности и ограничения в процессе перехода / Ю.С Пипия. – 2019 : Научные записки молодых исследователей №5, 2019. – 56-64 с.
3. Куликов, А.А. Интернет вещей в энергетике / А.А. Куликов. – 2017 : IX Всероссийская научно-практическая конференция молодых ученых "Россия молодая", 2017. – 23-25 с.
4. Method of Forming a Model for Adaptive Control of Dynamic Properties of an Electric Power System. Altukhova, M.K., Gotoullin, I.R., Lyulina, M.A., Ryndina, I.E., Chudny, V.S. Proceedings of the 2021 IEEE Conference of Russian Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering, ElConRus 2021, 2021, стр. 1371–1374, 9396173

УДК 620.93

А.С. Стасевич
Белорусский национальный технический университет

ВОЗМОЖНОСТИ СОЛНЕЧНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ: СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ

Введение. Одной из главных причин возникновения экологической проблемы является долгое и нецелесообразное использование природных ресурсов, а также индустриализация хозяйства, влекущая за собой появление новых производств, выбрасывающих в окружающую среду вредные выбросы.

Актуальность. Большая часть энергетики обеспечивается энергией, получаемой при сжигании органического ископаемого топлива, при сжигании

которых образуется огромного количества вредных веществ, которые попадают в атмосферу.

Цель исследования. Целью современной энергетики является поиск качественного, надежного и экологически чистого источника энергии. Это также обусловлено и тем, что органические ископаемые виды топлива исчерпаны и располагаются неравномерно, поэтому появляется необходимость в его транспортировке и дополнительных затратах. Именно с этим в последние годы связан «ажиотаж» на возобновляемые источники энергии, ресурс которых бесконечен и доступен. Основополагающим нормативным правовым актом, который определил развитие возобновляемой энергетики, стал Закон Республики Беларусь от 27 декабря 2010 г. № 204-З «О возобновляемых источниках энергии».

Для Республики Беларусь такими источниками являются ветер и солнце. Однако, солнечная энергетика является более перспективным направлением. Солнечный эффект нашей страны не хуже, чем в Германии, так как батареи имеют возможность черпать энергию даже в облачные дни. За последние несколько лет страна увеличила производство солнечной энергии в несколько раз. Так, в 2021 году установленная мощность установок ВИЭ в Республике Беларусь составила 480 МВт, а солнечная энергетика занимает наибольшую часть от общего количества мощностей – 159 МВт или же 38% [1].

До недавнего времени было принято считать, что эксплуатация солнечной электростанции (СЭС) нерентабельна, однако пилотная эксплуатация СЭС это опровергает. Производители гарантируют безотказный срок работы элементов станции на протяжении 20-25 лет. Установка СЭС имеет для потребителей экономический смысл. Это позволит повысить энергетическую независимость предприятия и обеспечит надежное электроснабжение потребителей. Для повышения эффективности эксплуатации СЭС, целесообразно внедрять ее малым потребителям в условиях децентрализованного электроснабжения, так как это позволит максимально использовать солнечную батарею. Например, система освещение отдельного предприятия, цехов, в ритейле и т.д.

Технологически все элементы солнечной станции постоянно развиваются и улучшаются. На сегодняшний день благодаря техническим характеристикам современных солнечных модулей на 1 м2 их площади вырабатывается около 100-150 МВт. На многих предприятиях становится вопрос об их размещение и самым лучшим вариантом признана установка их на крыше здания, которое будет снабжаться полученной энергией. Такое решение позволяет экономить на транспортировке и пространстве. Например, в БНТУ установлена СЭС на крыше одного из учебных корпусов, которая обеспечивает электроэнергией учебные лаборатории. Сегодня развитие солнечной энергетики сдерживается высокой ценой ее элементов, но с каждым годом цены на основной элемент станции – преобразователь, постоянно снижаются, что значительно упрощает установку [2].

Результаты расчетов. Европейский союз поддерживает переход Беларуси к использованию энергии солнца. Экспертами общий потенциал солнечной энергетики в Республике Беларусь оценивается в 2,7·106 млн. т у.т. Установленная мощность СЭС, находящихся на балансе ГПО «Белэнерго», составила в 2020 году 102,7 МВт. За этот год ими было выработано 175,2 млн. кВт·ч, поставлено электроэнергии в сеть РУП-Облэнерго 174,7 млн. кВт·ч. На территории страны установлено 55 промышленных солнечных станций. В рамках программы EU4Energy, осуществляется несколько финансируемых Европейским союзом проектов, помогающих школам, детским садам и больницам переходить на использование ВИЭ. Одним из таких проектов является проект «зеленой энергетики» в Новогрудке (Гродненская область). ЕС поддержал установку 121 м2 солнечных панелей в больнице в Новогрудке, которая станет первым учреждением здравоохранения в области, использующим энергию солнца. В итоге это поможет экономить около восьми тысяч евро каждый месяц. Этот район также является участником проекта «Умный город», в процессе которого автоматизируются системы учета потребления тепловой и электрической энергии, воды в жилом секторе, и постепенно начинается модернизация уличного освещения райцентра. Также благодаря проекту «Энергоэффективность в школах» в четырех учреждениях образования Беларуси появились солнечные батареи, новые окна, а также утепленные стены. А именно это произошло в школах таких городов, как Орша, Сморгонь, Осиповичи и в Добрушском районе, Гомельская область.

Компания А1(оператор мобильной связи) уже не первый раз участвует во внедрении солнечной энергетики в экономику страны. В 2021 году под спонсорством этой компании в SOS-Детской деревне Могилев было установлено 300 солнечных панелей, что позволило получать энергию круглый год. Системы позволят полностью обеспечить потребление в летний период, в осенний показатель будет составлять 85%, а в зимний период – 65% [3].

Выводы. Республика Беларусь, как член ЕАЭС, обладает значительным потенциалом для развития солнечной энергетики и может конкурировать с другими странами. Учитывая невысокие эксплуатационные затраты, постоянное улучшение технологий и оборудования, снижение цен на основные элементы станций и экологическую безопасность, можно сказать, что солнечная энергетика является одним из самых перспективных видов энергии, получаемой альтернативным путем в Республике Беларусь. В долгосрочном периоде генерация с помощью ВИЭ будет доминировать с учетом наблюдаемых сегодня колебаний цен на природный газ и планов ЕС по снижению выбросов парниковых газов в атмосферу.

ЛИТЕРАТУРА

1. Зеленая энергетика [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://energoeffekt.gov.by/news/news_2020/20200813_news1. – Дата доступа: 16.03.2022

2. Киловатты света [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.belta.by/comments/view/kilovatty-sveta-pljusy-minusy-i-perspektivy-solnechnoj-energetiki-v-belarusi-7643/. – Дата доступа: 16.03.2022

3. «SOS-Детская деревня Могилев» перешла на использование экологически чистой энергии [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://mogilevnews.by/news/18-10-2021-08-40/75674 . – Дата доступа: 17.02.2022
4. Румянцева, Е. Ю. Экономическое обоснование введения платы за резерв электросетевой мощности / Е. Ю. Румянцева, Т. М. Бугаева // Современные технологии и экономика энергетики : материалы Международной научно-практической конференции, Санкт-Петербург, 30 апреля 2019 года. – Санкт-Петербург: Издательско-полиграфический центр Политехнического университета ПОЛИТЕХ-ПРЕСС, 2019. – С. 59-62.

УДК 620.9

А.А. Яшина, А.А. Сосипатрова
Казанский Государственный Энергетический университет

РАЗВИТИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СЕКТОРА В РОССИИ И ВЛИЯНИЕ НА ЭКОНОМИКУ

Введение. В современном мире компании энергосбытовой отрасли, которые образуют важный стратегический объект для экономики страны, подвержены влиянию различных угроз, в том числе финансовых.

Актуальность. Энергетика - как ведущий сектор экономики, в первую очередь, остро нуждается в государственной поддержке ввиду ее подверженности разному роду финансовых рисков.

Цель исследования. Рассмотреть основные этапы государственного регулирования, способствующие поддержанию энергетики. Объектом исследования является энергетический сектор России, а предметом исследования являются механизмы регулирования энергетического сектора в России. С учетом поставленной цели в исследовании решались следующие задачи:

- рассмотреть проекты по развитию энергетического рынка;
- выделить основные показатели, достигшие благодаря реализации государственной программы «Развитие энергетики»;
- выделить основные этапы Энергетической стратегии России.

Сложно переоценить значение энергетики в экономике страны.

От нее зависит развитие производства и обеспечение жизнедеятельности населения.

Государство заинтересовано в эффективном функционировании энергетического сектора вследствие его особой значимости [1]. В стране разработан и реализуется ряд проектов по его развитию и повышению эффективности функционирования, задачи которых сводятся к следующему: обеспечение потребности энергетического рынка в надежном и качественном снабжении электрической энергией; увеличение эффективного производства и распределение электроэнергии; содействие информационному и цифровому развитию данной отрасли; поддержка развития внутреннего рынка энергетической сферы [2].

Для эффективного развития энергетического сектора в целом были поставлены вопросы, касающиеся обеспечения сбалансированного развития генерирующих компаний ввиду их обеспечения надежной реализацией электроэнергии; развития Единой энергетической системы (ЕЭС) России; обновления основных производственных фондов, что соответствует потребностям социально-экономического развития страны; поддержке развития конкуренции на розничном рынке энергетики и т.д. [3].

Конечно, решение этих вопросов не может в полной мере обеспечить стабильное экономическое развитие энергетического сектора. Потребности в инвестициях в данном секторе значительно превышают объемы государственной поддержки. Так, рассмотрим таблицу 1, в которой представлены основные показатели, характеризующие эффективность проделанной работы при реализации государственной программы «Развитие энергетики» [4].

Таблица 1 - Основные показатели, достигшие благодаря реализации государственной программы «Развитие энергетики» [4]

Показатель	2021	2022 (план)	2023 (план)	2024 (план)
Темп роста инвестиций в основной капитал топливно-энергетического комплекса (в%)	126,7	135,6	144,5	153,4
Снижение избытка установленной мощности электростанций ЕЭС (в%)	-10	-5	-	5
Минимальный прирост потребления электрической энергии в централизованных энергосистемах (в %)	1	2	3	4
Коэффициент использования установленной мощности генерирующих объектов в централизованных энергосистемах (в %)	49,5	50	51,1	51,9
Объем внутренних затрат на исследования и разработки организаций топливно-энергетического комплекса с государственным участием (в%)	0,26	0,26	0,26	0,26

Основываясь на данных, представленных в таблице 1, можно увидеть, что, в целом, благодаря реализации государственной программы «Развитие энергетики» к 2024 году удастся стабилизировать некоторые технические моменты, которые эффективно повлияют на экономическую составляющую энергетического сектора.

Реализуя любую программу государство ставит перед собой цель обеспечить ведущий сектор экономики структурно новыми и качественными элементами, способствующими его динамичному социально-экономическому развитию [5]. Поэтому, опираясь на регулирование экономической стороны, в любой государственной программе делается упор на: изменение структуры

инвестиций, а также их привлечение; изменение условий государственного регулирования конкуренции; увеличение доли распределенной электроэнергии; повышение общих показателей эффективности; обеспечение тарифного регулирования и др.

Выводы. применение государственных управленческих мер по их нейтрализации способствуют стабилизации работы энергетических компаний, их устойчивому развитию и поднятию уровня защищенности от воздействия негативных факторов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Макаров, А.А. Возможности технологического прогресса в энергетике России. Stud. Русь. Экон. Dev. 2020. - С.31, 52–63.
2. Полякова, А.Г., Ramakrishna, S.A., Колмаков, В.В., Завьялов, Д. Модель вклада топливно-энергетического сектора в экономический рост. Int. J. Energy Econ. Политика 2019, №9, 25–31.
3. Официальный сайт Министерства энергетики - https://minenergo.gov.ru/
4. План реализации Энергетической стратегии РФ на период до 2035 года, утв. Распоряжением Правительства РФ от 01.06.2021 № 1447-р. [Электронный ресурс] // Справочно-правовая система «Консультант Плюс». Режим доступа: http://www.consultant.ru/
5. Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2024 года" (разработан Минэкономразвития России) [Электронный ресурс] // Справочно-правовая система «Консультант Плюс». Режим доступа: http://www.consultant.ru/
6. Механизм формирования предельных индексов платы граждан за коммунальные услуги. Валитова К.Р., Воропаева Ю.А. В сборнике: экономика, экология и общество России в 21-м столетии. Сборник научных трудов 17-й Международной научно-практической конференции. Ответственный за выпуск В.Р. Окороков. 2015. С. 375-378.

УДК 658.727

Н.А. Шкорубский[1], С.А. Шкорубская[2]
[1] Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого
[2] УФСИН России по Псковской области

РЕФОРМИРОВАНИЕ СПОСОБОВ ЗАКУПОЧНЫХ ПРОЦЕДУР ЗАКЛЮЧЕНИЯ ЭНЕРГОСЕРВИСНЫХ КОНТРАКТОВ ДЛЯ ГОСУДАРСТВЕННЫХ (МУНИЦИПАЛЬНЫХ) НУЖД С 1 ЯНВАРЯ 2022 ГОДА

Опыт всему учитель.
Ю. Цезарь

Введение. В январе 2022 году вступил в силу Федеральный за-кон от 02.07.2021 № 360-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» [1], и как следовало ожидать, выросла актуальность новых эффективных и оптимальных под-ходов для государственных (муниципальных) нужд (далее – ГМН) в части заключения энергосервисных контрактов (далее - ЭСК). Однако опыт закупочных процедур в период с 2014 по 2021 год в целях заключения ЭСК для ГМН позволяет сделать вывод о не абсолютной эффективности новой реформы, которая пришла на смену

проведения двухэтапных конкурсов в электронной форме на право заключения ЭСК для ГМН.

Актуальность. Соблюдения принципов прокьюремента при заключении ЭСК для ГМН.

Цель исследования. Выявление наиболее эффективных закупочных процедур для заключения заказчиками ЭСК для ГМН. Объектом исследования является ЭСК для ГМН, а предметом исследования является выбор закупочной процедуры на право заключения ЭСК для ГМН. С учетом поставленной цели в исследовании решались следующие задачи:

1. Провести анализ закупочных процедур ЭСК для ГМН в период с 2014 по 2021 год.

2. Изучить закупочные процедуры ЭСК для ГМН с 1 января 2022 года.

3. Проанализировать соблюдения принципов прокьюремента [2] при заключении ЭСК для ГМН до и после реформирования закупочных процедур.

Автором статьи проведен анализ закупочных процедур ЭСК для ГМН на основании Федерального закона от 5 апреля 2013 г. № 44-ФЗ «О контрактной системе в сфере закупок товаров, работ, услуг для обеспечения государственных и муниципальных нужд» (далее - Закон о госзакупках) в период с 2014 по 2021 год с использованием заказчиками конкурсных процедур нескольких видов: открытый конкурс (далее – ОКвЭФ), конкурс с ограниченным участием (далее – КОУвЭФ), двухэтапный конкурс (далее – ДКвЭФ) [3].

ОКвЭФ был и остается ведущей закупочной процедурой. Проводится заказчиками, если для других закупочных процедур нет законодательных оснований. В отличие от ОКвЭФ, КОУвЭФ и ДКвЭФ – не самые распространенные процедуры, поскольку они используются в специализированных (узкопрофильных) случаях.

Отличительные особенности ОКвЭФ, КОУвЭФ и приведены автором в таблице 1. ДКвЭФ

В настоящей статье автор в таблице 1 проводит сравнение только по тем глобальным признакам, которые, по его мнению, существенно влияют на соблюдение принципов прокьюремента [2], так как закупочные процедуры имеют ряд особенностей и каждая из них имеет свою индивидуальность и профессиональную отраслевую специфику.

Для ДКвЭФ свойственны следующие глобальные отличия: к претендентам ДКвЭФ предъявляются единые (общие) требования, либо единые (общие) и дополнительные вместе [3], [4].

Функциональные, технические и качественные характеристики, эксплуатационные характеристики объекта закупки (при необходимости) приобретаемого (поставляемого), одним словом, закупаемого товара или работ (услуг) можно обсудить с заказчиком.

По окончании первой части ДКвЭФ могут быть уточнены параметры объекта закупки и оценки, что является существенным плюсом проведения такой процедуры ЭСК для ГМН.

Проводится заказчиками ДКвЭФ на закупку определенных работ, перечисленных в Законе о госзакупках, а также с реализацией ЭСК для ГМН.

Поступившие заявки от претендентов подлежат рассмотрению заказчиком по правилам, установленным для ОКвЭФ. Сроки для этого установлены аналогичные.

Таблица 1: Отличительные особенности закупочных процедур до и после реформирования для ЭСК для ГМН [1][3][4]

Способы закупок / отличительные признаки	с 2014 по 2021 год			с января 2022 года	
	ОКвЭФ при ЭСК	КсОУвЭФ при ЭСК	ДКвЭФ при ЭСК	ОКвЭФ при ЭСК	ЕП (ст.108) при ЭСК
Необходимо закупать ПРОЕКТ на ЭСК для ГМН	да	да	нет	да	да
Пердквалификационный отбор	нет	да	нет	нет	нет

Анализируя реформу способов закупочных процедур заключения ЭСК для ГМН начатую с 1 января 2022 года очевидно, что из конкурентных закупочных процедур остался только ОКвЭФ. КОУвЭФ, ровно, как и ДКвЭФ больше не существует в Законе о госзакупках в России.

Анализируя соблюдение принципов прокьюремента при заключении ЭСК для ГМН до и после реформирования авторы статьи делают вывод о том, что с невозможностью проведения заказчиками ДКвЭФ на реализацию ЭСК для ГМН не будет соблюдаться один из главенствующих принципов контрактной системы в сфере закупок товаров, работ, услуг для ГМН, а именно, – принцип «экономности», о котором указывается в статье 34 БК РФ. Следствием несоблюдения принципа «экономности» послужат лишние траты заказчиков на проведение заказчиками ОКвЭФ или заключения прямого контракта (договора) с единственным подрядчиком на разработку проекта ЭСК для ГМН, и уже потом только проведение ОКвЭФ для реализации вышеуказанного проекта ЭСК для ГМН.

В качестве отрицательного опыта проведения ОКвЭФ ЭСК для ГМН можно рассмотреть ОКвЭФ на официальном сайте единой информационной системы проводимые в Псковской области, когда сначала закупался проект, а потом его реализация, что увеличивало затраты заказчиков на реализацию ЭСК для ГМН на сотни тысяч рублей [5].

Вывод. Очевидно, что возможность проведения заказчиками ДКвЭФ позволяет сэкономить бюджетные растраты, что неоднократно подтверждалось проведением закупок ЭСК для ГМН и фиксировалось контролирующими органами, в связи с тем, что на первом этапе проект предлагается участниками ДКвЭФ абсолютно бесплатно.

ЛИТЕРАТУРА

1. Федерального закона от 02.07.2021 № 360-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» [Электронный ресурс]. URL: https://www.consultant.ru. (Дата обращения: 27 января 2022 г.);

2. Электронный ресурс. URL: http://www.tendery.ru/wiki/index.php URL:http://www.tendery.ru/wiki/index.php/Прокьюремент.
3. Федеральный закон «О контрактной системе в сфере закупок товаров, работ, услуг для обеспечения государственных и муниципальных нужд» от 05.04.2013 № 44-ФЗ [Электронный ресурс]. URL: https://www.consultant.ru. (Да-та обращения: 27 января 2022 г.);
4. Постановление Правительства РФ от 04.02.2015 № 99 (ред. от 24.05.2021) «Об установлении дополнительных требований к участникам закупки отдельных видов товаров, работ, услуг, случаев отнесения товаров, работ, услуг к товарам, работам, услугам, которые по причине их технической и (или) технологической сложности, инновационного, высокотехнологичного или специализированного характера способны поставить, выполнить, оказать только поставщики (подрядчики, исполнители), имеющие необходимый уровень квалификации, а также документов, подтверждающих соответствие участников закупки указанным дополнительным требованиям» [Электронный ресурс]. URL: https://www.consultant.ru. (Дата обращения: 19 февраля 2022 г.);
5. Официальный сайт Единой информационной системы в сфере закупок (ЕИС) [Электронный ресурс].URL: https://zakupki.gov.ru. (Дата обращения: 12 марта 2022 г.).

УДК 620.9

Р.Р. Яковлева, М.И. Сафиуллин
Казанский государственный энергетический университет

РОЛЬ И ЗНАЧЕНИЕ ЭНЕРГЕТИКИ ДЛЯ УСТОЙЧИВОГО ЭКОНОМИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ СТРАН

Введение. Энергетика играет большую роль в содействии устойчивому экономическому развитию стран. Энергия является неотъемлемым аспектом обеспечения нормального функционирования общества. Странам необходимо эффективно использовать энергию, чтобы быть выгодными в глобальной конкуренции и обеспечивать устойчивое развитие.

Актуальность. Энергетика, как важный элемент человеческого развития и экономического роста, призвана обеспечивать достаточной и доступной энергией необходимой для повышения благосостояния и уровня жизни людей. В связи с этим возрастает необходимость в повышении энергоэффективности.

Цель исследования. Выявление основных направлений мероприятий по повышению эффективного использования энергоресурсов. Объектом исследования является энергетический сектор, а предметом исследования является использование энергоресурсов. С учетом поставленной цели решались следующие задачи:

1. Исследование современного положения и направлений развития энергетического сектора;
2. Выявление факторов повышения энергоэффективности;
3. Определение значимости повышения использования энергоресурсов в сферах общественной жизни.

Энергию следует рассматривать как важный фактор с точки зрения экономического развития, поскольку энергия используется в качестве входных данных в большинстве производственных процессов. Потребление энергии

увеличивается параллельно с экономическим ростом и развитием. Таким образом, потребность в энергии должна удовлетворяться в достаточной степени и экономично. За последние 50 лет произошли важные события [1].

Уровень жизни повысился, и люди стали жить дольше и здоровее. Наука и технологии значительно повысили благосостояние общества. Достаточные глобальные энергетические ресурсы имеют важное значение как для всего мира, так и для отдельных стран с точки зрения устойчивого развития, функционирования экономики и благосостояния общества.

Энергия является одним из основных элементов, необходимых для социального и экономического развития. Энергия — это средство достижения таких целей, как здоровье, высокий уровень жизни, устойчивая экономика и чистая окружающая среда [2].

Энергетические ресурсы стран являются одним из главных факторов, указывающих на их развитие и лидирующие позиции в соперничестве. Поэтому эффективное использование энергии становится все более актуальной проблемой для стран. Энергоэффективность определяется как эффективность, масштабирующая соотношение между затратами энергии и результатами с помощью сравнения.

Странам необходимо проводить различную политику в зависимости от сектора, чтобы повысить свою энергоэффективность. Проанализировав политику некоторых секторов, можно выделить следующие ключевые аспекты:

- новые здания могут быть на 70% более эффективными, используя изолированные окна, современные газовые печи и более эффективные кондиционеры. Экономить энергию можно с помощью локализованного отопления, тепловых насосов и солнечной энергии. Благодаря усовершенствованной системе освещения можно сэкономить от 30 до 60%;
- спрос на энергию в промышленности и выбросы CO2 могут быть остановлены за счет повышения эффективности двигателей, насосов, котлов и систем отопления, рекуперации энергии в процессе производства, переработки используемого материала и более эффективного использования материалов;
- в транспортном секторе эффективность транспортных средств, работающих на бензине и дизельном топливе, может быть повышена с помощью турбонагнетателя, впрыска топлива, улучшенных электронных методов, более компактных двигателей, гибридных автомобилей и современных дизельных двигателей [3].

Из-за опасений по поводу высоких цен на энергоносители, глобального потепления и устойчивого развития энергоэффективность стала важной частью энергетической стратегии во многих странах. Повышение энергоэффективности — это самый дешевый, быстрый и экологичный способ удовлетворения важной части потребностей в энергии. Повышение энергоэффективности снижает потребность в инвестициях в спрос на энергию [4].

Повышение энергетической достаточности важно с различных политических точек зрения.

Экономия энергии, получаемой из ископаемых видов топлива, является важной целью для стран по предотвращению исчерпания ископаемых видов топлива в ближайшем будущем. Повышение энергоэффективности также повысит энергетическую безопасность стран. В частности, сокращение энергопотребления необходимо для предотвращения ухудшения качества окружающей среды. Минимизация затрат - еще одна цель обеспечения энергоэффективности. С точки зрения экономической эффективности важно сократить потребление энергии в период высоких цен на энергоносители и в то же время использовать другие ресурсы вместо энергии [5].

Энергоэффективность стала важной для стран с точки зрения обеспечения устойчивого развития. Особенно для сокращения выбросов CO2 и последствий изменения климата энергоэффективность играет ключевую роль в повышении энергоэффективности.

Выводы. Страны должны знать, что они не смогут добиться успеха в соперничестве и устойчивом развитии, не будучи осведомленными о понимании эффективного использования энергии. Это исследование проливает свет на будущие исследования в области энергоэффективности для стран по обеспечению устойчивого развития, разъясняя роль энергоэффективности.

ЛИТЕРАТУРА

1. Берёзкин М.Ю., Синюгин О.А. География инвестиций в возобновляемую энергетику мира // Вестник МГУ: Сер. 5. География. 2018. №4. С. 59-65.
2. Кешелава А.В., Буданов В.Г., Румянцев В.Ю. и др. Введение в «Цифровую» экономику / Под общ. ред. А.В. Кешелава, 2017. С. 28.
3. Инновационная электроэнергетика – 21 / Под ред. В.М. Батенина, В.В. Бушуева, Н.И. Воропая. М., 2017. 584 с.
4. Звягин Л.С. Энергетика современной экономики: цифровой рывок или новые вызовы и барьеры // Хроноэкономика. 2020. №2 (23). URL: https://cyberleninka.ru/article/n/energetika-sovremennoy-ekonomiki-tsifrovoy-ryvok-ili-novye-vyzovy-i-bariery (дата обращения: 28.03.2022).
5. Alter220.ru, Альтернативные источники энергии – [Электронный ресурс]. URL: https://alter220.ru/news/alternativnye-istochniki-energii.html (дата обращения: 25.03.2022)
6. Владимиров, Я. А. Энергетическая безопасность региона как элемент устойчивого развития / Я. А. Владимиров, О. В. Новикова, Л. В. Корякина // Региональная экономика: теория и практика. – 2022. – Т. 20. – № 1(496). – С. 49-73. – DOI 10.24891/re.20.1.49.

УДК 620.9

А.Р. Яруллина, Р.В. Акыева
Казанский Государственный Энергетический Университет

РОЛЬ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА В ЭКОНОМИКЕ РОССИИ

Введение. В настоящее время энергетика является одним из важнейших ресурсов всех стран. Для этого им нужна прочная экономика, поэтому они стремятся к ее развитию с быстрой скоростью. Россия является одним из лидирующих стран по добыче энергоресурсов. Этим наша страна показывает не

только свои огромнейшие запасы, но и уровень постепенного развития своей экономики.

Актуальность. Актуальность темы обосновывается тем, что энергетический комплекс был , является и будет основным фактором стабильности экономики России. Показатели ТЭК сильно влияют на состояние общественного производства, а главное на промышленность, поэтому данная тема, в особенности, актуальна в современном мире.

Цель исследования. Изучение развития ТЭК в России и определения ее влияния на экономику страны. Объектом исследования является топливно-энергетический комплекс России, а предметом исследования являются экономические отношения страны, на которые влияет ТЭК. С учетом поставленной цели в исследовании решались следующие задачи:

1. Рассмотреть виды ТЭК России
2. Изучить влияние каждой отрасли ТЭК на экономику России
3. Рассмотреть доли ТЭК в экономической деятельности
4. Рассмотреть доли ТЭК России в мировом масштабе

Угольная промышленность. В России находится около 5,5 % мировых запасов угля, 272,1 млрд тонн общих запасов, в том числе разведанных — 193 млрд тонн. Основная отрасль для электроэнергетики, металлургии. В последние 20 лет происходит высокий рост производства угля, преимущественно для экспортных поставок. Внутреннее использование угля в нашей стране значительно остается таким же, начиная еще с 2000 года.

Газовая промышленность. Доказанные запасы природного газа в России - 38 трлн м3. В 2019 году Россия заняла второе место по добыче природного газа в мире - 679 млрд м3. Основной отечественный производитель газа – ПАО «Газпром», подтвержденные запасы которого оцениваются в 1064 млрд м3 природного и попутного газа, 111,1 млн т газового конденсата[1]

Нефтяная промышленность. Запасы нефти в России варьируются примерно от 80 до 107,2 млрд баррелей, 5-6% от мировых запасов.

Производство электрической и тепловой энергии: Тепловые электростанции – на 1 января 2020 года установленная мощность достигает 164,6 ГВт, 67% от суммарной мощности электростанций собственниками Гидроэлектростанции - общая установленная мощность гидроагрегатов на 1 января 2020 года составляет 49,9 ГВт (20% от суммарной). Действует около 360 гидроэлектростанций разной мощности.

Оценивая отрасли ТЭК, Россия стоит почти на самых высших ячейках по запасам вышеперечисленных ресурсов.

Каждая отрасль несет свое влияние на экономику России. Рассмотрев показатели вклада отраслей ТЭК в ВВП России (таблица 1) , можно сказать, что нефтяная промышленность лидирует. С каждым годом показатели растут, то есть, экономика тоже не стоит на месте.

Таблица 1. Показатели вклада отраслей ТЭК в ВВП, экспортные доходы, импорт, инвестиции в России, 2017-2021 гг. [2]

Индикаторы	2017	2018	2019	2020	2021
ВВП, млрд руб.	83094	86014	92101	103876	110046
Доля ТЭК в ВВП, %	27,0	22,0	22,6	23,0	23,3
Экспорт, млрд долл.	341,4	281,7	353,5	443,1	452,3
Уголь	9,5	8,9	13,5	17	16
Нефть	89,6	73,7	93,4	129,2	121,4
Газ	41,8	31,3	38,7	49,1	50,1
Электроэнергия	0,74	0,66	0,64	0,8	0,9

Исходя из данных таблицы , можно сделать вывод, что нефтяная промышленность стоит на 1 месте по получаемым доходам.

Проанализируем долю энергоресурсов России на мировом рынке:

1. По производству энергоресурсов Россия занимает 3 место – 10%

2. По экспорту энергоресурсов Россия занимает 1 место – 20%

Доля нефти по производству занимает 12,2% , газа 18,8% , угля 6,7% , электроэнергии 4,7%. Доля нефти по экспорту 12,1% , газа 21,2% , угля 6,3%[4].

Результаты анализа долей ТЭК в мировом экспорте выявил показатели, говорящие о сильном влиянии России на мировой рынок, в особенности, на свою экономику. При экспорте энергоресурсов Россия получает основную базу валютных поступлений страны и основную часть доходов.

Выводы. Были рассмотрены виды ТЭК России, доли ТЭК в экономической деятельности, доли ТЭК России в мировом масштабе, изучено влияние каждой отрасли ТЭК на экономику России. Задачи, поставленные в начале исследования, были сделаны. Таким образом, роль ТЭК на экономику России очень велика, так как экспорт и производство нефти, газа, угля, электроэнергии дают стране чуть ли не главный доход в бюджет России. Страна занимает 3 место по производству данных ресурсов и 1 место по экспорту в мире, что говорит о незаменимости наших ресурсов и экономической независимости от других стран. Значит, ТЭК – это стержень национальной экономики России, который дает стабильный доход нашей стране.

ЛИТЕРАТУРА

1. Безруких П.П. и др. Справочник по ресурсам возобновляемых источников энергии России и местным видам топлива, М.: ИАЦ Энергия, 2007 – 272 с.

2. Салина Т.К., Чайковская Д.Д. Сущность и содержание топливно-энергетического комплекса как экономической системы / Проблемы современной экономики. - 2012. - № 2. - С. 16-19.

3. Григорьев, Ю.П. Концептуальные аспекты методологии оценки месторождений с падающей добычей нефти для условий устойчивого развития национальной экономики. — СПб., 2010. – 49 с.

4. Ратнер, С. В. Методические подходы к разработке механизмов налогового стимулирования развития альтернативной энергетики в России / С. В. Ратнер, Д. В. Дира // Финансы и кредит, 2012. - № 20. - С. 27-36.

5. Беляева, Е. И. Формирование цены на мощность генерирующих объектов, продаваемую по договорам о предоставлении мощности на оптовом рынке электроэнергии и мощности / Е. И. Беляева, Ю. А. Воропаева // Эффективная энергетика - 2014 : Труды Всероссийской научно-

практической конференции, Санкт-Петербург, 17–19 апреля 2014 года. – Санкт-Петербург: Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования "Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого", 2015. – С. 228-235.

УДК 330.34

Д.Р. Урмеева, Ю.А. Рогожа, Н.А. Юдина
ФГБОУ ВО Казанский государственный энергетический университет

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ УПРАВЛЕНИЯ ИННОВАЦИЯМИ В ОБЛАСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

Введение. Энергетическая система во всеобщем масштабе проявляет все большую борьбу с изменением климата, удовлетворение в высокой потребности энергии, применение возможностей, которые получены с помощью 4-ой технической революции и касается всех сфер экономики и объединённые с ними высококачественные изменения свойств потребности на электроэнергию. Не так давно, рост всеобщего темпа введения новшеств в секторе энергетики стал сложной задачей на длительный период. Развитие цифровизации энергетики страны становится основной целью развития отрасли.

Актуальность. Сегодня в ситуации постоянного технологического развития в торговле формируется необходимость использования инноваций. Она будет содействовать совершенствованию предприятий, и гарантировать повышение конкурентной способности. Инновации весьма важны для энергетических организаций, которые сейчас сталкиваются с множеством подводных камней в сфере инноваций [1].

Цель исследования. Изучение инновационного механизма на промышленных предприятиях и разработка рекомендаций по эффективному использованию интеллектуальных технологий. Объектом исследования являются промышленные предприятия России, а предметом исследования система управления инновациями на промышленных предприятиях. С учетом поставленной цели в исследовании решались следующие задачи:

1. Изучить нынешнюю инновационную среду с целью оценки значимости и итогов влияния новейших технологий управления инновациями по области конкурентоспособности на промышленных предприятиях в России.
2. Провести анализ управления инновационными технологиями в зарубежных странах
3. Разработка методик и принципов управления инновациями с внедрением новейших технологий в энергетической промышленности.

В иностранных государствах начинают внедрять «умную сеть». Она предполагает регулирование спроса на энергию. Эффективность «умной сети» заключается в организации показателей энергозатрат и производства энергии, соответственно, это гарантирует постоянную равную нагрузку [2].В будущем, отрасль энергетики будет отличаться совершенствованием высокоинтеллектуальных методик других стран [3]. Проведя анализ зарубежных

стран, подчеркнем следующие результативные нововведения в области энергетики:

1. Механизмы контроля операционных активов. Они включают в себя понятие наилучшего уровня издержек, а так же создание проектов совершенствования и заменяя оборудования.

2. Бенчмаркинг - сравнение параметров функционирования с конкурентами.

3. Внесение концепции бережливого производства

Таким образом, энергокомпаниям необходимо приобрести новейшее оборудование, а так же целесообразно создавать и вводить инновационные управленческие методики [4]. Для того, чтобы ввести обновленные технологии в области строительства, можно рассмотреть пример, когда применяются композитные опоры ВЛ электропередач. Они обладают рядом достоинств, среди которых легкость установки и монтажа в сравнении, например, с бетонными и деревянными опорами. Также, еще к главным преимуществам можно отнести то, что работа может быть продолжена, даже если изоляция нарушена и опоры имеют повышенную устойчивость к неблагоприятным климатическим воздействиям [5]. Но несмотря на эти преимущества, нужно отметить, что невозможно произвести такие опоры в больших количествах, потому что крупных организаций на данный момент не существует, поскольку в настоящее время, без помощи государства, это не имеет смысла — это и является на данный момент главной проблемой. С точки зрения управленческих инноваций, здесь предполагается ввести системы по руководству производственными активами, создание у организации инновационного окружения, что предполагает вовлечение других научных компаний, занимающихся разработкой инновационных решений.

Выводы. Во-первых, технологические и управленческие инновации в области электроэнергетики развиваются с каждым разом все активнее. Для улучшения системы электроснабжения, создаются обновленные программы. Также, хочется отметить то, что сближение с обновленными техническими тенденциями в электроэнергетике страны, должны произойти уже в скором времени, а это значит, что Россия будет конкурентоспособна на рынке. И в-третьих, очень важную роль в развитии электроэнергетики занимают инновационные решения, так как в нынешнем мире человек просто не может существовать без экологичной и безвредной энергетики, которая может быть получена, только благодаря созданию новейших инноваций в области управления.

ЛИТЕРАТУРА

1. Буранова М. А. Современное состояние и перспективы развития топливно-энергетического комплекса // Молодой ученый. -- 2017. -- №1.3. -- С. 60-63.

2. Конькин Д.А. Формирование инновационного потенциала в энергетических компаниях // Экономика и менеджмент инновационных технологий. 2014. № 7.

3. Орлов А. В. Инновации в электроэнергетике [Текст] / А. В. Орлов, В. Ф. Ковганюк, Т. О. Самкова // Новое слово в науке: перспективы развития : материалы VII Междунар. науч.-

практ. конф. (Чебоксары, 15 янв. 2016 г.). В 2 т. Т. 2 / редкол.: О. Н. Широков [и др.]. -- Чебоксары: ЦНС «Интерактив плюс», 2016. -- № 1 (7). -- С. 49-52. -- ISSN 2411-8133
4. Цыганкова, В. Н. Практикум по управлению инновациями / В. Н. Цыганкова. – Волгоград : Волгоградский государственный технический университет, 2020. – 60 с.
5. Черняков, М. К. Управление инновационной деятельностью / М. К. Черняков, К. Ч. Акберов, Е. Н. Сарычева ; Под редакцией М.К. Чернякова. – Курск : Закрытое акционерное общество «Универ, 2020. – 104 с.
6. Novikova, O. V. Features of evaluating the efficiency indicators of the electric power enterprise / O. V. Novikova, A. E. Erastov, S. A. Livshits // E3S Web of Conferences : 2019 International Scientific and Technical Conference Smart Energy Systems, SES 2019, Kazan, 18–20 сентября 2019 года. – Kazan: EDP Sciences, 2019. – P. 05057. – DOI 10.1051/e3sconf/201912405057.

УДК 005.4

Р.Р. Мавлеев, Е.С. Дубровская
ФГБОУ ВО Казанский государственный энергетический университет

СОВРЕМЕННЫЙ КОНЦЕПТ МЕТОДОВ МЕНЕДЖМЕНТА ПРИ СТРОИТЕЛЬНОМ ПРОЦЕССЕ ГАЗОПРОВОДНОЙ СЕТИ

Актуальность. При крупномасштабном строительстве очень важно рационально принимать решения, т. к. от этого зависит последующая рентабельность проекта. В данной статье рассмотрим современные инструменты менеджмента, на примере строительства линейной части газопровода Иркутск – Балаганск – Ковыктинское.

Цель исследования. Выявление наиболее перспективных современных технологий, которые могут быть внедрены в промышленный строительный процесс. С учетом поставленной цели в исследовании решались следующие задачи: 1. Выбор новых технологий для внедрения в процесс строительства 2. Обеспечение статистическими данными управляющих звеньев 3. Возможность системы воздействовать на процесс строительства. Современное промышленное строительство во многом уступает меркам тенденции “Индустрии 4.0”, многие компании просто не используют все возможные технологии для оптимизации процесса строительства. [1] Примером таких технологий являются: технологии IIOT, контроль за спецтехникой, создание цифрового двойника. Компании до настоящего времени придерживаются консервативных взглядов при строительстве газопроводной сети, что негативно сказывается на скорости возведения объекта, незапланированных издержек, а также несчастных случаев. Современная практика показывает, что многие компании не используют все преимущества данных технологий, тем самым остаются в иллюзорной стабильности, а стабильность и игнорирование новейших технологий в современных реалиях, как мы знаем – это первый шаг к банкротству компании. С нашей точки зрения, следует рассмотреть концепт комплексного решения, которое задействует все современные системы мониторинга, а также упрощает процесс управления спецтехникой.

На рисунке 1 изображена схема управления, разберем каждый шаг и где функционируют MES (от англ. manufacturing execution system, система управления производственными процессами) [2]



Рисунок 1 – Комплексное решение с использованием технологий IIOT, Digital Twin, AI

1. Получение технического задания напрямую от головного офиса, о том, что нужно сделать, когда задание должно быть выполнено и другие детали. 2. На втором шаге, ответственный на объекте принимает управленческие решения, анализирует данные. 3. Следующим шагом является анализ объекта, например таких данных как: погодные условия, состояние грунта, особенности рельефа. Получаем рекомендации от искусственного интеллекта о том, какую технику выбрать и какую работу лучше выполнять. 4. Четвертый шаг. Анализ необходимой спецтехники. На данном этапе мы обращаемся к цифровому двойнику 5. Пятый шаг. На основе предыдущего анализа мы делаем выбор техники, основываясь на сложности предстоящей работы, также обращаемся к информации о кол-во свободной техники. 6. Следующий шаг, шестой. Мы подготавливаем выбранную технику на объект, отправляем данные с датчиков на сервер об исходных данных благодаря технологии IIOT [3]. Уровень топлива, состояние двигателя и др. 7. Седьмой шаг. Непосредственная эксплуатация. Отправка данных с датчиков на сервер с определённым интервалом 8. Восьмой шаг. Отправка данных с датчиков на сервер по окончании смены благодаря технологии IIOT. 9. Вся информация, отправленная датчиками, отправляется в единый дата центр (Big Data) под номером 9.

После обработки результатов цепочка процессов замыкается, и превращается в единую систему, где в реальном времени, процесс работы имеет обратную связь с теми, кто эту работу и контролирует. Данное решение имеет определённые риски, такие, например, как:

1. Безопасность и конфиденциальность передаваемой информации. [4]
2. Первоначальная сложность восприятия информации.
3. Изменение требований на рынке труда. [5]

Вывод. Самым главным преимуществом является детальный статистический анализ, наполненный всеми необходимыми данными для принятия рациональных управленческих решений. Совокупность этого решения, позволяет: рационально управлять строительными процессами, повышает детальность планирования, позволяет управлять персоналом, а также контролировать техническим обслуживанием. Внедрение данной системы

повлияет на конечную рентабельность строительного объекта, а также предотвратит количество несчастных случаев, связанных с поломкой спецтехники.

ЛИТЕРАТУРА

1. Организация эффективного управления [Электронный ресурс] // URL: https://rzbpm.ru/knowledge/.
2. Lucidchart [Электронный ресурс] // URL: https://www.lucidchart.com/ [Дата обращения 12.04.2022]
3. Страшун Ю.П. Технические возможности перспективных программируемых контроллеров автоматизации ПКА // Горный информационно-аналитический бюллетень. — 2017. — № 9. — С. 86—93. DOI: 10.25018/0236-1493-2017-9-0-86-93.
4. Школа больших данных [Электронный ресурс] // URL: https://www.bigdataschool.ru/ [Дата обращения 12.04.2022]
5. РОСТЕК [Электронный ресурс] // URL: https://rostec.ru/
6. Выбор сценария развития строительного комплекса Мурманской области. Терешко Е.К., Гутман С.С.ЭКО. 2020. № 8 (554). С. 141-163.

УДК 338.23

Л.Ф. Хайдарова, А.А. Сибагатуллина, Е.А. Хусаинова
Казанский государственный энергетический университет

УКРЕПЛЕНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ПРЕДПРИЯТИЯ

Введение. Энергетическое предприятие играет главную роль в экономике страны, так как выполняет одни из своих основных функций: снабжение населения бесперебойными видами энергии в необходимом количестве, наполнение государственного бюджета, обеспечение стабильным доходом всех, кто непосредственно участвуют в его деятельности, а также энергетическое предприятие является источником вакансий для населения, тем самым решая проблему обеспечения занятости граждан. Поэтому укрепление условий для его экономической безопасности является приоритетной задачей.

Актуальность. В современных реалиях экономики на микро- и на макроуровне экономическая безопасность предприятия определяется управлением и контролем угроз стратегическими и тактическими методами. Эффективная деятельность производства с минимальными потерями достигается путем своевременного обнаружения на ранних стадиях потенциальных угроз, что укрепляет экономическую безопасность предприятия.

Цель исследования. Выявление наиболее эффективного метода укрепления экономической безопасности для энергетического предприятия. Объектом исследования является экономическая безопасность предприятия, как состояние защищенности от внешних и внутренних условий, несущих в себе опасность для его дальнейшего функционирования, а предметом исследования являются основные методы укрепления экономической безопасности предприятия.

Так, доктор экономических наук, профессор П.П. Табурчак определяет укрепление экономической безопасности предприятия как реализационный процесс в части ее функциональных составляющих с целью предотвращения возможных ущербов и достижения максимального уровня экономической безопасности для дальнейшей деятельности предприятия. При укреплении экономической безопасности предприятия происходит процедура выявления рисков, угроз и показателей экономической безопасности, а также идет формирование мероприятий, сроков и исполнителей по функциональным блокам экономической безопасности предприятия.

Для того, чтобы получить положительные экономические результаты предприятия и максимизировать прибыль в процессе укрепления экономической безопасности используются различные методы, приемы и совокупность корпоративных ресурсов.

Под корпоративными ресурсами понимается фактор, который используется при выполнении стратегических целей предприятия его владельцами и менеджерами [1]. Основными из них являются ресурс капитала (остальные корпоративные ресурсы, которые изначально отсутствуют у создателей предприятия, приобретаются и поддерживаются акционерным капиталом вместе с привлеченными финансовыми ресурсами, что является центральной системой предприятия); ресурс персонала (стратегическая цель деятельности предприятия достигается за счет объединения воедино всех факторов специалистов и сотрудников предприятия, несущие в себе квалифицированные знания, опыт и навыки); ресурс информации и технологии (разумное планирование реагирования на быстро меняющуюся действительность в различных сферах внешней среды, оперативное и эффективное ведение хозяйственной деятельности предприятия обеспечивает именно информация, являющаяся на сегодняшний день ценным и важным ресурсом); ресурс техники и оборудования (исходя из имеющихся ресурсов, а также финансовых, кадровых и информационно-технологических возможностей предприятие закупается необходимым оборудованием).

При проведении исследования были проанализированы несколько источников, исходя из чего нами были предложены основные методы укрепления экономической безопасности предприятия такие, как антикризисное управление, амортизация и страхование.

Антикризисное управление обусловливает самого предприятия на критическом уровне, которое возникло по причинам объективного и субъективного характера. Этот способ необходим для осуществления вывода предприятия из кризиса, а также для разработки мер по организации деятельности, при условии, что кризисная ситуация возникла по инициации объективных причин и не имеются возможности для преодоления данного барьера. Для энергетического предприятия антикризисное управление понимается как способ сохранения социально-экономической и финансовой устойчивости при изменении условий внешней среды, а также как

трансформация их внутренней организации с учетом тенденций регионального, макроэкономического, геополитического и научно-технического развития страны [2].

Объектом метода амортизации являются только средства труда, а его содержание заключено в обеспечении экономической безопасности предприятия путем поддержания основных средств в рабочем состоянии: стабильное ведение хозяйственной деятельности обеспечивается накапливанием необходимой суммы денег для возмещения стоимости всех видов основных средств, которая переходит на стоимость продукции.

Страхование на сегодняшний день достаточно распространенный метод укрепления экономической безопасности предприятия. Этот способ обеспечивает устойчивость в экономике предприятия путем приобретения у страховой компании ресурса безопасности в виде платы определённого размера. Таким образом, страхование является методом для пресечения непредвиденных или незаконных исходящих потоков ресурсов предприятия [3].

Вывод. В ходе исследования было выявлено, что для энергетического предприятия более оптимальным методом укрепления экономической безопасности является антикризисное управление, так как создает условия как для стабильного его дальнейшего функционирования, так и для повышения эффективности его финансово-хозяйственной деятельности, а также способствует повышению экономического потенциала экономики страны в целом.

ЛИТЕРАТУРА

1. Коваленко, О. А. Экономическая безопасность предприятия: моделирование и оценка: учебное пособие / О.А. Коваленко, Т.Д. Малютина, Д.Д. Ткаченко. — Москва: РИОР: ИНФРА-М, 2021. — С. 359.
2. Экономика и организация производства: учебное пособие / под ред. Ю.И. Трещевского, Ю.В. Вертаковой, Л.П. Пидоймо; рук. авт. кол. Ю. В. Вертакова. — Москва: ИНФРА-М, 2021. — С. 381.
3. Демчук, О. Н. Антикризисное управление : учебное пособие / О. Н. Демчук, Т. А. Ефремова. - 4-е изд., стер. - Москва : ФЛИНТА, 2022. – С. 251.
4. Применение методики вероятностной оценки для стоимостного расчета вовлечения АЭС в процесс промышленного производства водорода. Колбанцев Ю.А., Конюшин М.В., Калютик А.А. Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2021. Т. 23. № 2. С. 14-26.

УДК 621.039

Н.А. Самосюк
Белорусский национальный технический университет

УПРАВЛЕНИЕ РЕСУРСОМ ОБОРУДОВАНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ

Введение. Электроэнергетика является одним из важнейших видов экономической деятельности и оказывает значительное влияние на

эффективность развития экономики страны. Надежное функционирование энергетики обеспечивает работу всех предприятий.

Актуальность. Обусловлена необходимостью рассмотрения и анализа системы управления старением оборудования на предприятиях электроэнергетики. Для успешной работы предприятий энергетики очень важно выбрать эффективную стратегию ремонта основных средств с учетом критерия надежности и минимизации капиталовложений.

Цель исследования. Изучение и анализ управления старением в электроэнергетике и обоснование путей его снижения. Объектом исследования являются предприятия электроэнергетики Республики Беларусь. Предметом исследования является оценка ресурсных характеристик энергетического оборудования.

Для достижения поставленной в исследовании цели необходимо было решить следующие задачи:

1. Оценить современное состояние электроэнергетики Республики Беларусь.

2. Изучить теоретические основы управления старением оборудования в энергетике.

3. Проанализировать технико-экономические показатели объекта генерации РУП Облэнерго.

4. Разработать модель управления старения оборудования в энергетике.

6. Оценить экономический эффект ремонтных работ.

Износ генерирующего оборудования организаций ГПО «Белэнерго» составляет 42,5 %. Однако уже к 2030 году по большой части оборудования объектов генерации истекают нормативные сроки эксплуатации [1]. Управлять старением оборудования необходимо для оптимизации эксплуатации, технического обслуживания и срока службы оборудования, поддержания приемлемого уровня функционирования и безопасности, для улучшения технического состояния, повышения надежности и экономичности работы [2]. Управление ресурсом оборудования в энергетике республики включает в себя пять этапов. На первом этапе необходимо выделить основное технологическое оборудование, сооружения и функциональные узлы, подлежащие оценке. На втором этапе определяется индекс технического состояния оборудования и его физический износ [3]. Индекс технического состояния можно рассчитать:

$$\text{ИТС} = (\text{Т}_{\text{уст}} - \text{Т}_{\text{нэ}}) \; / \; \text{Т}_{\text{уст}},$$

где $\text{Т}_{\text{уст}}$ – установленный ресурс единицы оборудования, ч; $\text{Т}_{\text{нэ}}$ - наработка единицы оборудования со дня ввода в эксплуатацию, ч.

Физический износ определяется по формуле:

$$\text{Износ} = 1 - \text{ИТС}, [\text{доля единицы}],$$

где ИТС – индекс технического состояния.

На третьем этапе оцениваем в какой диапазон физического износа попадает расчетное значение. Определяем уровень физического износа и вид

технического воздействия. Если расчетное значение физического износа больше 0,75 (уровень износа критический) эксплуатация недопустима и срочно необходимо воздействие на оборудование. В случае когда значение находится в диапазоне 0,5 < Износ ≤ 0,75 уровень износа считается неудовлетворительным. Необходимо проводить дополнительное техническое обслуживание и ремонт, усилить контроль за состоянием оборудования, по возможности провести техническое перевооружение объекта электроэнергетики. Уровень износа удовлетворительный в диапазоне 0,3 < Износ ≤ 0,5. В этом случае оборудование нуждается в усиленном контроле технического состояния, капитальном ремонте, реконструкции. В диапазоне 0,15 < Износ ≤ 0,3 состояние оборудования оценивается как хорошее. Мероприятия проводятся по результатам планового диагностирования. Значение меньше 0,15 соответствует очень хорошему состоянию оборудования. В этом случает требуется только плановое диагностирование. На четвертом этапе осуществляется составление акта дефектов, требующих устранения. Указывается вид оборудования, причины возникновения дефекта и возможные технические решения. На пятом этапе проводится оценка экономической эффективности, выбранного метода воздействия на единицу оборудования [3]. Проведен расчет износа оборудования блоков 5, 6, 7, 8 объекта генерации (таблица 1).

Таблица 1: Расчет физического износа блоков 5, 6, 7, 8

Блок	Индекс технического состояния	Физический износ
№5	0,128	0,872
№6	0,094	0,906
№7	0,126	0,874
№8	0,132	0,868

По результатам расчетов видно, что уровень физического износа оборудования блоков критический и требуется срочное воздействие. Наибольшее значение физического износа (0,906) у блока №6, поэтому проведем расчеты ремонтных работ на примере этого блока. Рассчитаем годовую экономию от проведения ремонтных работ по замене набивки регенеративного воздухоподогревателя. Мероприятие потребует капиталовложений в размере 1148,85 тыс. $ и позволит достигнуть экономии топлива в размере 2975,2 т у.т.

Выводы. Замена набивки регенеративного воздухоподогревателя эффективна. Чистый дисконтированный доход проекта больше нуля и составит 1281,375 тыс. $., индекс доходности больше 1 (2,11). Динамический срок окупаемости равен 3,002 года, что меньше нормативного срока. Внутренняя норма доходности по расчетам составила 25,6 %, что говорит о запасе прочности проекта в 16,6%.

ЛИТЕРАТУРА

1. Концепция развития электрогенерирующих мощностей и электрических сетей на период до 2030 года [Электронный ресурс]: //Электронная информационная система «Энергодокумент». – Минск, 2020. – Дата доступа: 10.03.2022.

2. Об утверждении норм и правил по обеспечению ядерной и радиационной безопасности «Требования к программе по управлению старением атомных электростанций» [Электронный

ресурс]: Постановление Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь 6 декабря 2018 № 61 // Национальный правовой Интернет-портал Республики Беларусь. – Минск, 2020. – Дата доступа: 12.03.2022.
3. Показатель технического состояния объектов электроэнергетики (физический износ). – Режим доступа: https://minenergo.gov.ru/node/11201/.- Дата доступа: 28.03.2022.
4. Оценка технических показателей применения композитных и металлических трубопроводов / Н. Т. Амосов, К. В. Строгонов, А. В. Федюхин, Ф. Н. Газизов // Computational Nanotechnology. – 2018. – № 3. – С. 73-84. – EDN YMWSUP.

УДК 620.9

А.А. Исмагилова, Г.И. Фатхуллина
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань, Республика Татарстан

УПРАВЛЕНЧЕСКИЙ УЧЕТ И ЕГО РОЛЬ В УПРАВЛЕНИИ ФИНАНСОВЫМИ ПОТОКАМИ ОРГАНИЗАЦИЙ ТЭК

Введение. На сегодняшний день значительную роль в управлении финансовыми потоками предприятий ТЭК играет управленческий учет. Использование управленческого учета дает топ-менеджменту компании полную и конкретную финансовую и нефинансовую информацию для принятия решений.

Актуальность. Данные управленческого учета позволяют обнаружить наиболее рискованные стороны и узкие места в работе предприятия, а также найти нерентабельные виды продукции и способы их реализации.

Цель исследования. Предложить варианты по совершенствованию управленческого учета и аудита в электросетевых компаниях. Объектом исследования является управленческий учет электросетевых предприятий, а предметом исследования- влияние управленческого учета на финансовые ресурсы организаций ТЭК. Для достижения назначенных целей, необходимы быть решены следующие задачи:

- изучить множество причин необходимости управленческого учета на предприятии.
- исследовать сущность и значение финансового и управленческого учета;
- дать представление о управленческом учете в электросетевых компаниях;

В методологии использован закономерный и логический вид анализа. Подготовлены предложения по улучшению управленческого учета в компании, в том числе по организации внутреннего контроля, постановке управленческого учета. Сделано заключение о том, что наиболее действительный способ организации управления расходами и финансовыми потоками электросетевых компаний – это управленческий аудит.

Продуктивность и оперативность деятельности предприятий зависит в большей степени от работы отрегулированного механизма управления. Постоянное обеспечение людей энергией связано с оперативной и

результативной работы энергетических компаний. Система управленческого учета и аудита нужна для контроля издержками производства, процессами реализации и ценообразования на энергетических организациях [1]. Высокопроизводительная работа организаций энергетической сферы зависит от реализации стратегии сокращения издержек. Так, чтобы осуществлять верные тактические решения в сфере управления затратами важен управленческий и стратегический учет [2].

Бывает большое количество факторов нужды управленческого учета на организации. Укажем кое-какие из них:

1. Основание стратегии формирования бизнеса, формулировки целей и разработки путей их результата.

2. Формирование порядка сбора и разбора информации, которая скорее сообщает о задачах.

3. Увеличение действенности управления денежными средствами и финансовыми потоками организации.

4. Образование системы управления затратами с целью увеличения их результата.

5. Установление разумных координационных решений.

Начальная цель системы управленческого аудита – особенно стремительное установление критических положений. Ежели кризисные положения были найдены, то нужно организовать стратегию выхода из них [3]. Коэффициент исполнения плана базируется на:

1. на отнесение значительного показателя-индикатора, заложенного в стратегии;

2. на отнесение настоящих возможностей предприятий;

3. на осуществление определенных итогов стратегического плана [4].

Управленческий учет в сетевых организациях рекомендуется направлять с учетом видов финансовой деятельности, расходы сосредоточить по видам создаваемых операций. Для данной цели надо образовать известный список прямых затрат, содержащиеся в команде каждой категории деятельности, и даже методов деления косвенных затрат. Управленческая отчётность энергетической организации должна создаваться с учётом достоверности и актуального создания бизнес-плана, и операционных бюджетов, реализуемых по точкам ответственности.

В информационном веке в электроэнергетике правила к учету и контролю затрат организации изменились. Имеет большое значение разумная организация учета затрат на исполнение и создания порядка оперативного учета и управления оптимизации себестоимости на протяжении всего процесса предоставления и распределения электроэнергии. В свою очередь, важна система управления расходами на базе становления центров затрат в автоматизированном режиме.

Необходимо заметить, что в современных условиях нестабильности экономики из-за глобальной пандемии, постоянных политических ссор, роль управленческого учета позволяют обнаружить наиболее рискованные стороны и

узкие места в работе предприятия, а также найти нерентабельные виды продукции и способы их реализации. Помимо теоретической части, необходимо подкрепить ее практическими экономических расчётами, прогнозами. Важно составлять всегда альтернативные стратегии, если появятся внеплановые риски. Определить лучшую альтернативу можно только с использованием методик стратегического анализа. Он способен учесть самые важные факторы, сформировать конкурентоспособность. [5]

Выводы. Развитие лучшей системы управленческого учёта невозможно продемонстрировать без точного и детального исследования экономического состояния предприятия. Следовательно, можно прийти к выводу, что оптимальный вариант компании управления расходами и финансовыми потоками электросетевых компаний – это управленческий учёт и аудит.

ЛИТЕРАТУРА

1. Гейдт А.В., Зандер Е.В. Модель управления электроэнергетикой как естественной монополией // Проблемы современной экономики. 2014. №3 С.266 – 270.
2. Буштедт А.В. Электросетевые компании: «котловой» тариф и влияние внешней среды // Российское предпринимательств. 2011. №1–2. С.122 – 126.
3. Ревуцкий Л.Д. Управленческий аудит предприятий: основные задачи, сущность процедур и перспективы развития // Аудиторские ведомости. 2007. №5. С.73 – 79.
4. Арсенова Е.В., Располов В.М. Антикризисное бизнес-регулирование. 2012. С. 240.
5. Ульянова Н.В. Проблемы методологии учёта и бюджетирования по центрам финансовой ответственности затрат//Аудит и финансовый анализ. 2012. С.54 – 63.
6. Бойцова, Н. Г. Экономический анализ программы цифровизации электросетевой компании ПАО «МРСК Северо- Запада» / Н. Г. Бойцова, Ю. А. Воропаева // Фундаментальные и прикладные исследования в области управления, экономики и торговли : Сборник трудов Всероссийской научно-практической и учебно-методической конференции. В 4-х частях, Санкт-Петербург, 01–04 июня 2021 года. – Санкт-Петербург: ПОЛИТЕХ-ПРЕСС, 2021. – С. 201-206.

УДК 620.91

В.В. Гаврилов, У.Д.С. Гунасекара, О.В. Новикова
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТЬ ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ В КАЧЕСТВЕ АЛЬТЕРНАТИВЫ ТЕПЛОВЫМ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯМ В ШРИ-ЛАНКЕ

Введение. В последнее время набирают популярность возобновляемые источники энергии (ВИЭ). Однако зависимость отдельных технологий ВИЭ от природных условий, сдерживает развитие возобновляемой энергетики. Геотермальная энергетика, которая тоже является возобновляемой, является гораздо более стабильной и не зависит от погодных условий, но мало используется - в Исландии на геотермальных тепловых электростанциях (ГеоТЭС) вырабатывается 30% электроэнергии [1], в России 0,04% [2], в Шри-Ланке 0% [3].

Актуальность. С 2020-ого года в Шри-Ланке, из-за сбоев в работе ТЭС и плохой экономической ситуации в стране после пандемии COVID-19, усилилась тенденция роста доли электроэнергии, полученной при сжигании энергетического угля и термального масла. Так, в 2018-ом году в Шри-Ланке на ископаемом топливе было получено 58% электроэнергии [4], а в 2020-ом году – 67% [3]. Однако в будущем остров должен перейти к нулевым выбросам углекислого газа при одновременном увеличении генерирующих мощностей [5]. Выполнение этого плана может быть достигнуто внедрением ВИЭ, одним из перспективных видов которых является геотермальная энергетика.

Методы исследования. Оценка экономической эффективности внедрения ГеоТЭС в энергетику Шри-Ланки по методу приведённых затрат на выработку единицы электроэнергии на угольных и геотермальных электростанциях.

Цель исследования. Оценка целесообразности строительства ГеоТЭС в Шри-Ланке с учётом капитальных, постоянных и переменных затрат и ожидаемого энергетического эффекта. Объекты исследования – угольные и геотермальные электростанции, предметы исследования – выровненная стоимость электроэнергии на электростанциях.

Для достижения цели были решены следующие задачи:

1. Анализ потенциальной возможности получения геотермальной энергии в Шри-Ланке.

2. Определение выровненной стоимости электроэнергии для угольных и геотермальных электростанций.

Шри-Ланка богата подземными источниками термальной воды. Использование теплоты термальных вод для электрогенерации позволит увеличить долю возобновляемых источников энергии в энергетическом балансе Шри-Ланки и снизить выбросы CO_2.



Рисунок 1 – Источники термальной воды на острове.

Предлагаемые участки строительства ГеоТЭС (рисунок 1) расположены в основном на восточном побережье Шри-Ланки и благоприятны для выработки электроэнергии в течение всего года. ГеоТЭС должны оказывать минимальное воздействие на окружающую среду. Однако в местах высокой сейсмики существует риск разрушения электростанции с выбросом термальной воды, содержащей углекислый газ, сероводород, мышьяк, ртуть и диоксид кремния [6],

поэтому перед строительством ГеоТЭС необходимы дополнительные исследования геологических разломов и анализ сейсмической активности.

Выровненные затраты на выработку электроэнергии - LECPU (Levelized Cost of Electricity Per Unit) – вычисляются по формуле

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

где: *Pt* = инвестиционные расходы в году *t*, *Et* = постоянные расходы в году *t*, *Gt* = переменные расходы в течение года, *Xt* = выработка электроэнергии в год *t*, *S* = ставка дисконтирования.

Таблица 1. Расчет экономических показателей геотермальных и угольных электростанций.

Технология генерации	A*	B*	C*	D*
Срок службы (лет)	30,0	30,0	50,0	50,0
Ставка дисконтирования, %	10	10	10	10
Установленная мощность (МВт)	650,0	650,0	600,0	1000,0
Удельные капитальные затраты (долл. США/кВт)	3676,0	4558,0	2500,0	2500,0
Число часов использования установленной мощности (часы/год)	4800,0	4800,0	4858,0	6458,6
Среднегодовая выработка электроэнергии (ГВт·ч/год)	3120,0	3120,0	2915,0	6458,6
Совокупные капитальные затраты (млн долл. США)	2389,4	2962,7	1500,0	2500,0
Удельные постоянные затраты (долл. США/(кВт·год))	40,6	54,3	143,2	143,2
Совокупные постоянные затраты (млн долл. США/год)	26,4	35,3	85,9	143,2
Удельные переменные затраты (долл. США/(МВт·ч·год))	4,5	7,1	1,2	1,2
Наибольшие переменные затраты в год (млн долл./год)	25,6	40,4	6,3	10,5
Годовые платежи за выбросы CO_2 (центы США/(кВт·ч·год))	1,3	0,9	0,0	0,0
LCEPU (центы США /кВт·ч)	10,72	12,81	8,26	6,24

A* - Угольная электростанция без улавливанияCO_2, B* - Угольная электростанция с улавливаниемCO_2, C* - 50 ГеоТЭС мощностью 12 МВт каждая, D* - 20 ГеоТЭС мощностью 50 МВт каждая.

Из результатов, приведённых в таблице 1, следует экономическая привлекательность строительства ГеоТЭС в Шри-Ланке. Но следует учитывать, что затраты на вывод электростанций из эксплуатации не были учтены в расчёте из-за недостаточности данных.

Выводы. Шри-Ланка богата источниками термальных вод, большинство которых расположены на восточном побережье острова. Строительство геотермальных электростанций экономически целесообразно с учётом капитальных, постоянных и переменных затрат.

ЛИТЕРАТУРА

1. И. В. Новиков Альтернативная энергетика Исландии как результат её уникального геолого-тектонического строения // Инновации. Наука. Образование. – 2021. – № 34. – С. 892-900.

2. А. А. Волгапкина, А. В. Шаркова Геотермальная энергетика: сравнительная характеристика США и России // Развивая энергетическую повестку будущего: Сборник докладов Международной научно-практической конференции для представителей сообщества молодых инженеров ТЭК. – 2021. – СПбГЭТУ "ЛЭТИ" им. В.И. Ульянова (Ленина). – С. 283-288.
3. Шри-Ланка - Чистая выработка геотермальной электроэнергии. Платформа данных о структуре энергетики стран мира. URL: https://knoema.ru/atlas/Sri-Lanka/topics/Energy/Electricity/Geothermal-electricity-net-generation?origin=knoema.ru
4. О. В. Новикова, У. Д. С. Гунасекара, Б.М.Д.Н.С. Джайасингхе [и др.] Экономическая целесообразность атомной энергетики как допустимого направления развития энергетического сектора Шри-Ланки // Современные технологии и экономика энергетики: Материалы Международной научно-практической конференции. -2021. – ФГАОУ ВО СПбПУ.– С. 43-46.
5. B. M. Don Nilan Sankalpa Jayasinghe and U. J. Sulakna Gunasekara, "Nuclear Power as a Possible Direction of Developing the Energy Sector of Sri Lanka," 2021 IEEE Conference of Russian Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering (ElConRus), 2021, pp. 1435-1440, doi: 10.1109/ElConRus51938.2021.9396457.
6. В. А. Семчев Геотермальная энергия и энергия воды - в экономике Камчатки // Материалы Всероссийской научной конференции с международным участием «Геотермальная вулканология, гидрогеология, геология нефти и газа».- 2020. – Петропавловск-Камчатский: ИВиС ДВО РАН. – С. 102-105.

УДК 620.92

Ю.А. Колбанцев, М.И. Куколев
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

АНАЛИЗ ПЕРСПЕКТИВЫ КРУПНОТОННАЖНОЙ ВЫРАБОТКИ ВОДОРОДА НА АЭС РОССИИ

Введение. В условиях активно развивающейся отрасли водородной энергетики критически важной является проблема выбора первичного источника энергии для выработки водорода. АЭС как первичный источник энергии может рассматриваться в качестве основы для создания технологического комплекса для крупнотоннажной выработки водорода [1].

Актуальность. В современных условиях глобального водородного рынка важной задачей для РФ становится закрепление за собой лидирующей позиции. Согласно Стратегии социально-экономического развития РФ с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 г. [2], промежуточным этапом является создание мер для сокращения к 2030 г. выбросов парниковых газов до 70% (относительно уровня 1990 г.). Строительство новых генерирующих мощностей, функционирующих на водороде, не позволит достичь поставленной цели к указанному сроку, а также потребует больших капитальных вложений. Необходимо обеспечить максимальное вовлечение существующего оборудования АЭС для работы на водороде с сохранением отпуска энергии потребителям.

Цель исследования. Проанализировать существующие методы производства водорода и оценить перспективы включения в существующую инфраструктуру АЭС России в краткосрочной перспективе.

Выделяют следующие основные методы производства водорода: конверсионные, термохимические, электролиз и комбинированные. К первым относят методы, в основе которых происходит конверсия углеводородных соединений при пропускании пара под действием катализатора. Реакция характеризуется необходимостью подвода тепла и выделением углекислотного газа, что идет в разрез с углеродной стратегией РФ.

Ко вторым относят методы, в основе которых лежит процесс разложения воды на водород и кислород под действием ряда химических реакций, которые активизируются при создании определенных условий, как правило обеспечения подвода тепла высоких параметров. Так, при обеспечении подвода тепла при температурах порядка 2000–2500 °С происходит процесс прямого разложения воды, однако используя промежуточные реакции, зачастую при использовании циклов с соединениями серы, хлора, железа, цикла Вестингауза и др.[3], возможно проведение реакции получения водорода при гораздо более низких температурах, порядка 600–1000 °С. Достижение подобных температур

возможно в рамках технологического цикла АЭС с использованием высокотемпературных газоохлаждаемых реакторов.

К электролизным относят методы, в основе которых лежит процесс разложения воды под действием электрического тока. Данные методы отличаются ресурсоемкостью, высокой экологичностью, высокой чистотой вырабатываемого продукта, а также относительно простой организацией процесса. Также немаловажным достоинством является наличие широкого опыта производства и эксплуатации электролизных установок в различных сферах производства, в том числе на объектах атомной отрасли для обеспечения собственных нужд.

К комбинированным относят методы, включающие в себя сочетание нескольких описанных выше методов на нескольких этапах, например распространено последовательное применение электролиза кислотных соединений серы, с последующей термохимической реакцией при поддержании температур на уровне 800 °С, данный подход позволяет сочетать в себе преимущества применяемых методов, при этом несколько сглаживая их недостатки.

Важными показателями, определяющими целесообразность использования того или иного источника первичной энергии для производства водорода, являются: вид потенциальных источников энергии (электрическая, тепловая, химическая и т.п.); надежность; возможность резервирования; возможность работы в переходных режимах; взрыво- и пожаробезопасность; срок эксплуатации объекта. Также сильное влияние оказывают технико-экономические показатели, такие как: приведенные затраты на вырабатываемую электрическую или тепловую энергию; продолжительность бесперебойного функционирования; продолжительность ремонтных и межремонтных интервалов. Как правило, эти затраты снижаются с увеличением единичной мощности первичного источника энергии, поэтому для производства водорода наиболее экономически привлекательным является использование источников энергии большой установленной мощности.

В условиях стратегии увеличения доли АЭС в единой энергосистеме России, а также ведения исследований в области ядерных установок следующего поколения, наиболее перспективной представляется разработка атомно-водородного комплекса на основе газоохлаждаемых реакторных установок для крупнотоннажного производства водорода. Реакторные установки этого типа позволяют использовать комбинированные методы производства водорода за счет способности вырабатывать не только электроэнергию, но и тепло с температурой порядка 1300 К. Однако, в краткосрочной перспективе наиболее вероятным для широкого применения представляется использование АЭС с реакторными установками типа ВВЭР в качестве источника энергии для электролиза. Так, максимальная возможная выработка водорода на энергоблоке проекта АЭС-2006 составляет $1{,}927 \cdot 10^8$ м^3/год [1].

Выводы.

1. В условиях политики по декарбонизации промышленного сектора необходимо максимальное вовлечение существующих АЭС в процесс крупнотоннажного производства водорода.

2. В текущих оптимальным представляется производство водорода на АЭС с реакторами типа ВВЭР методом электролиза. Максимальная возможная выработка оставляет $1{,}927 \cdot 10^8$ м^3/год.

3. В перспективе газоохлаждаемые реакторные установки должны составлять основу процесса производства водорода на АЭС.

ЛИТЕРАТУРА

1. Колбанцев, Ю. А. Применение методики вероятностной оценки для стоимостного расчета вовлечения АЭС в процесс промышленного производства водорода / Ю. А. Колбанцев, М. В. Конюшин, А. А. Калютик // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – 2021. – Т. 23. – № 2. – С. 14-26. – DOI 10.30724/1998-9903-2021-23-2-14-26. – EDN JXCNLN.

2. Распоряжение Правительства РФ от 29 октября 2021 г. № 3052-р Об утверждении Стратегии социально-экономического развития РФ с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 г. [Электронный ресурс] URL: https://rospatent.gov.ru/ru/documents/rasporyazhenie-3052-r-29102021 (дата обращения 01.04.2022)

3. Радченко, Р. В. Водород в энергетике: учеб. пособие / Р.В. Радченко, А.С. Мокрушин, В.В. Тюльпа. — Екатеринбург: Изд-во Урал. ун-та, 2014. — 229, [3] с.

УДК 661.961.621

К.С. Калмыков, И.Д. Аникина
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

ВЫБОР ТЕПЛОВОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ ДЛЯ ТРИГЕНЕРАЦИИ С ПРОИЗВОДСТВОМ ВОДОРОДА В КАЧЕСТВЕ ПОБОЧНОГО ПРОДУКТА

Введение. В условиях влияния мировых тенденций перехода на низкоуглеродную экономику одним из наиболее динамично развиваемых направлений переработки энергоресурсов должно стать производство водорода.

Актуальность. Одним из возможных направлений для реализации вышесказанного является тригенерация. Предполагается, что в непиковое время потребления электричества и теплоты тепловые электростанции (ТЭС) могут быть использованы для производства дополнительных технологических продуктов [1]. В качестве дополнительного продукта при текущем общемировом тренде может выступить водород.

Цель исследования. Провести выбор электростанции для интеграции установки генерации водорода.

Задачи исследования:

1. Предложить метод генерации водорода на ТЭС;
2. Предложить критерии выбора ТЭС;
3. Оценить результаты подобного решения.

Обоснование выбора метода генерации водорода. К 2020 году на ископаемые ресурсы приходилось 96% основных источников водорода, из них паровой риформинг природного газа составляет около 48% [2]. Так как в крупных городах РФ основным топливом на ТЭС является природный газ, для интеграции в схему ТЭС представляет интерес установка для производства водорода методом паровой конверсии метана (ПКМ). Это эндотермическая каталитическая реакция, при которой метан и пар реагируют при высокой температуре в змеевиковой печи. В ходе исследования рассматривается внедрение установка ПКМ (УПКМ) производительностью 75 тыс. нм^3/ч (6,74 т/ч). Для нужд такой установки требуется (30÷90) т/ч пара [3]. Реакцию имеет смысл проводить при давлении не ниже 1,0 МПа (см. рис. 1) и температуре не ниже 750°С [4]. С целью компенсации потерь давления по ходу змеевика печи УПКМ решено подавать в УПКМ пар с давлением 12,5 кг/см^2.

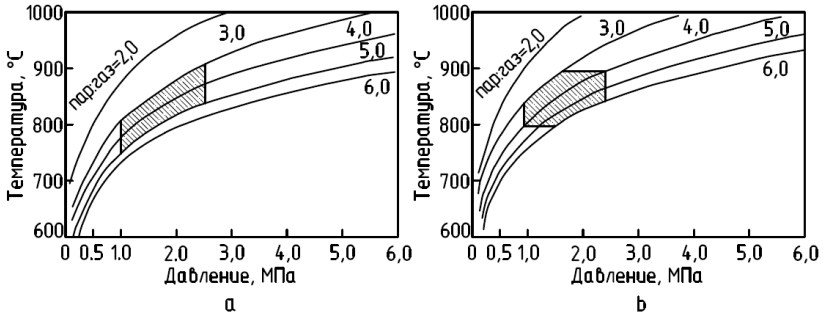


Рисунок 1 – Режимы процесса паровой конверсии метана, обеспечивающие получение 95%-ного H_2 (а) и 98%-ного H_2 (б) [4].

Выбор ТЭС. При выборе объекта для установки ПКМ важным является выполнение следующих условий:

– наличие отбора пара с необходимыми параметрами;

– наличие свободных площадей для строительства установка ПКМ;

– высокий коэффициент использования установленной мощности. Это отношение фактической выработки электроэнергии к максимально возможной выработке электроэнергии за один и тот же период;

– низкая степень выработки паркового ресурса основного энергетического оборудования.

Для примера в качестве ТЭС для тригенерации может быть выбрана Петрозаводская ТЭЦ (ПТЭЦ):

– ПТЭЦ имеет коллектор острого пара и производственный отбор пара;

– ТЭЦ расположена на окраине г. Петрозаводск, и, как следствие, обладает возможностью для расширения территории для нового строительства;

– КИУМ Петрозаводской ТЭЦ в 2020 году составил 44,2 %, в 2019 году – 51,0 %.

Установленная электрическая мощность – 280 МВт, установленная тепловая мощность – 689 Гкал/ч. ТЭЦ имеет в своем составе: 3 котла БКЗ-420-140НГМ, турбоагрегат ПТ-60-130/13 ст. №1 (ТА1), две турбины Т-110/120-130 ст. №2, ст. №3.

Возможные негативные результаты внедрения УПКМ. При поддержании постоянных уровнях отпуска теплоты потребителям и выработки электроэнергии на клеммах генераторов внедрение УПКМ в состав ТЭС может вести к:

1. Снижению отпуска электроэнергии от станции: обусловлено увеличением собственных нужд: например, при производительности УПКМ 75 тыс. нм3/ч её энергопотребление составит 6,07 МВт.

2. Повышению расхода топлива, которое связано с: использованием природного газа в качестве сырья для процесса паровой конверсии; необходимостью обогрева печи УПКМ;

3. Снижению коэффициента использования теплоты топлива, т.к. реакция требует отбор пара высоких параметров, что увеличивает коэффициент недовыработки электроэнергии; коэффициент использования теплоты топлива традиционно не учитывает выработку электростанцией побочных продуктов.

Выводы. Был предложен метод генерации водорода на ТЭС, а также предложены критерии выбора электростанции для внедрения установки в ее схему и возможные последствия подобного схемного решения.

ЛИТЕРАТУРА

1. Тувальбаев Б.Г., Моисеев В.И. Работа ТЭС в постоянном режиме с выработкой дополнительной продукции на невостребованной энергии // Энергосбережение и водоподготовка. 2013. № 4 (84). С. 24–27.
2. Leichang, Cao. Biorenewable hydrogen production through biomass gasification: A review and future prospects // Environ-mental Research. – 2020. – Volume 186. https://doi.org/10.1016/j.envres.2020.109547.
3. Паровой риформинг метана – Производство водорода. Производство водорода в SMR. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.engineering-airliquide.com/ru/parovoj-riforming-metana-proizvodstvo-vodoroda. – (Дата обращения: 11.08.2021).
4. Письмен, М.К. Производство водорода в нефтеперерабатывающей промышленности /М.К. Письмен. – М., «Химия», 1976.

УДК 620.424.1

И.Д. Аникина, И.А. Коршакова
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

ГЕНЕРАЦИЯ «ГОЛУБОГО» ВОДОРОДА НА ПЕТРОЗАВОДСКОЙ ТЭЦ И ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЕГО В КАЧЕСТВЕ РЕЗЕРВНОГО ТОПЛИВА

Введение. Необходимость снижения выбросов парниковых газов к 2030 г. на 25–40% в связи с Парижским соглашением [1] привела к тому, что водород стал одним из решений современных проблем изменения климата. Но для того, чтобы сделать его конкурентоспособным с экологической и экономической точки зрения, необходимы активные исследования и разработки в этой области.

Актуальность. Согласно прогнозам, к 2050 г. 18% мировых потребностей в энергии придется на водород [2]. Наиболее распространенной технологией производства водорода является паровая конверсия метана (ПКМ). Представляет

большой интерес исследование возможности применения установок ПКМ в составе энергетических объектов.

Методы исследования. Исследование производится с помощью методов математического моделирования принципиальной тепловой схемы ТЭЦ с использованием САПР «United Cycle» (UC). В UC реализован принцип поэлементного моделирования тепловой схемы объекта, благодаря которому удается рассчитать любой стационарный эксплуатационный режим работы ТЭЦ.

Цель исследования. Произвести анализ и расчет схем генерации, потребления и хранения «голубого» водорода на Петрозаводской ТЭЦ (ПТЭЦ) при использовании его в качестве резервного топлива. В исследовании решались следующие задачи:

1. Расчет необходимых площадей под систему хранения;
2. Разработка схемы отбора пара на установку ПКМ;
3. Расчет потребления тепла на регазификацию.

Установленная электрическая мощность ПТЭЦ составляет 280 МВт, тепловая – 689 Гкал/ч. В качестве основного топлива используется природный газ (ПГ), в качестве резервного – мазут.

В исследовании рассматривается замена мазута, как резервного топлива, на смесь водорода и ПГ в объемном соотношении 20%/80%. Выбор данного соотношения обусловлен отсутствием необходимости внесения конструктивных изменений для основного оборудования ТЭЦ.

Система хранения сжиженного водорода и СПГ. Учитывая наличие свободных площадей на ПТЭЦ рациональнее всего организовать хранение водорода и ПГ в качестве резервного топлива в сжиженном виде в наземных резервуарах. Для замены 11700 тонн мазута необходимо сгенерировать 3512087 $м^3$ водорода и завезти 22384 $м^3$ СПГ. Таким образом, для замещения мазутного хозяйства необходима территория площадью 0,94 га: 0,21 га под водород и 0,73 га под СПГ (таблица 1).

Таблица 1: Замещение мазутного хранилища

Топливо	Водород	ПГ
Объем в газообразном виде, $м^3$	3 512 087	14 048 347
Масса в смеси, т	315	10 073
Объем хранения в сжиженном виде, $м^3$	4 455	22 384
Объем емкостей для хранения, $м^3$	1 400	10 000
Количество емкостей, шт	4	3
Требуемая площадь, га	0,21	0,73

Генерация водорода. Для генерации 3512087 $м^3$ водорода предполагается использовать установку ПКМ компании Air Liquid производительностью 100000 $м^3$/ч. Потребление пара установкой составляет 77 т/ч (р = 13 бар). На станции рассматривается два оптимальных варианта отбора пара на ПКМ: из производственного отбора турбины ПТ-60-130/13 (р = 13 бар) и из коллектора острого пара (р = 128 бар) через редукционно-охладительную установку (в случае отключения ПТ-60-130/13). Второй вариант менее выгоден из-за больших

потерь при дросселировании. На выходе из установки получаем H_2 99,99% чистоты и остаточный газ с составом: 15,2% H_2, 17,5% CO, 39,6% CO_2, 3,5% CH_4, 24,2% H_2O [3]. Оставшийся CO_2 необходимо улавливать с помощью мембран или сорбционными методами. После улавливания и концентрирования CO_2 может служить исходным реагентом для производства многих химических продуктов.

Регазификация. В качестве источника высокопотенциальной теплоты для регазификации может использоваться прямая сетевая вода. Расчет проивзодится для двух режимов работы станции: летнего и зимнего. Необходимый расход воды находим из следующего уравнения:

$$c_{p_т} \cdot G_т \cdot (t_{хр} - t_{вхКА}) = c_{p_в} \cdot G_в \cdot (t_{ПС} - t_{ОС}), \quad (1)$$

где $c_{p_т}$ и $c_{p_в}$ – изобраная теплоемкость топлива и воды, ккал/(кг · ℃); $G_т$ и $G_в$ – расход сжиженного топлива и сететвой воды, кг/ч; $t_{хр}$ – температура хранения сжиженного топлива, ℃; $t_{вхКА}$ – температура газовой смеси на входе в котел, ℃; $t_{ПС}$ – температура прямой сетевой воды (ПСВ), ℃; $t_{ОС}$ - температура обратной сетевой воды (ОСВ), ℃.

Расход газовой смеси в котел зимой составляет 105065 м^3/ч, летом 33578 м^3/ч. Необходимый расход сжиженного топлива, идущего на регазификацию и исходные данные для расчета представлены в таблице 2. В результате расчета получаем количество тепла, необходимое на регазификацию зимой - 7,43 МВт и летом - 2,93 МВт.

Таблица 2. Исходные данные для расчета количества тепла на регазификацию

	Зимний режим			Летний режим		
	$G_т$, кг/ч	$t_{хр}$, ℃	$t_{вхКА}$, ℃	$G_т$, кг/ч	$t_{хр}$, ℃	$t_{вхКА}$, ℃
H_2	1 887	-253	5	695	-253	16
ПГ	60 266	-160	5	22 207	-160	16

При температуре ПСВ зимой в 128℃ (летом 72℃) и ОСВ 65,7℃ (59,7℃ летом) расход воды на регазификацию сжиженного H_2 и СПГ, рассчитанный по формуле 1, на зимнем режиме работы составил 102 т/ч, на летнем - 204 т/ч.

Выводы. Отбор пара на установку ПКМ от производственного отбора турбины ПТ-60-130/13 является наиболее выгодным вариантом для станции. Общая территория, необходимая для замещения мазутного хозяйства водородным составит 0,94 га. Дополнительный расход тепла на регазификацию можно получить, используя сетевую воду с расходом 102 т/ч летом и 204 т/ч зимой.

ЛИТЕРАТУРА

1. Paris Agreement // UNCC URL: https://unfccc.int/sites/default/files/english_paris_agreement.pdf

2. Hydrogen Council (2017) Hydrogen Scaling Up. A Sustainable Pathway for the Global Energy Transition. URL: https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2017/11/Hydrogen-scaling-up-Hydrogen-Council.pdf

3. Э. Э.Шпильрайн, С. П. Малышенко, Г. Г. Кулешов. Введение в водородную энергетику; под ред. В. А. Легасова. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 264 с.

УДК 661.961

Е.С. Дубровская, А.Р. Казиханов
Казанский Государственный Энергетический Университет

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПОЛУЧЕНИЯ ВОДОРОДА ПУТЕМ ПИРОЛИЗА МЕТАНА И ДАЛЬНЕЙШЕГО ЕГО СМЕШИВАНИЯ С ПРИРОДНЫМ ГАЗОМ ДЛЯ СМЕСЕВОГО ТОПЛИВА

Введение. На сегодняшний день разработка энергосберегающих технологий занимает особую роль в современном мире. Самые последние технологии водородных агрегатов показывают, насколько эффективно применение водорода и водородосодержащих топлив в применении в промышленной и бытовой сфере.

Актуальность. В связи с нынешней экологической обстановкой, все страны мира проявляют интерес к водороду как виду топлива, это обусловлено мерами по сокращению парниковых выбросов. Наиболее перспективным способ по снижению токсичности газового ДВС является применение смесевого топлива, содержащего смесь сжиженного природного газа и водорода.

Цель исследования. Исследование эффективности производства водорода методом пиролиза метана за счет газодобывающего комплекса и ночных излишек электроэнергии АЭС с последующей транспортировкой по готовой инфраструктуре газодобывающего комплекса для использования в двигателях ДВС.

Пиролиз метана является методом добычи водорода из природного газа, при котором не происходит выделение CO2, это видно из реакции:

$$CH4 \rightarrow C\downarrow + 2H2\uparrow$$

На добычу 1 килограмма водорода путем пиролиза метана необходимо 70 кВт·ч электроэнергии. Но также важно учитывать углеродный след при его производстве, это зависит от способа поставок используемых материалов в данном процессе: природный газ, электроэнергия.

Для уменьшения углеродного следа от поставок, предлагается строительство завода по добычи водорода вблизи газодобывающего комплекса, это способствует снижению выбросов за счет отсутствия дополнительных затрат электроэнергии на транспортировку природного газа [1]. Так же это выгодно для транспортировки к конечному пользователю за счет смешивания природного газа и водорода и отправки данной смеси по уже готовой инфраструктуре газодобывающего комплекса.

При смешивании природного газа и водорода в определенных пропорциях, происходит снижение энергии воспламенения данной горючей смеси, что позволит не применять высокоэнергетическую систему зажигания, а использовать стандартную [2]. Данная технология позволяет улучшить экономические и экологические данные работы газового ДВС, за счет того, что при сжигании 1кг бензина выделяется 46 кДж энергии, а при сжигании водорода 144 кДж.

Смесь водорода и природного газа дает возможность увеличение теплопроводности и уменьшение энергии, необходимой для воспламенения природного газа с воздухом, это видно из табл.1.

Таблица 1: Физические свойства водорода и природного газа [3]

	Водород	Природный газ
Минимальная энергия воспламенения горючих веществ, мДж	1,9	22,9
Теплопроводность, Вт/(м·К)	0,167	0,029
Нормальная скорость распространения пламени, м/с	1,9	0,29
Температура воспламенения, °С	500-580	530-640

Поставка электроэнергии можно осуществлять за счет ночных излишков электроэнергии АЭС. При использовании АЭС углеродный след остается минимальным [4]. В таком случае стоимость будет равна 1,3 рубля за 1 кВт·ч. За ночное время может поставляться 14 МВт электроэнергии, что в свою очередь даст 200 кг водорода в день, при таких поставках себестоимость 1 кг водорода – 91 рубль.

Разработка комплекса мероприятий по добыче водорода и последующего его смешивания с природным газом является актуальной проблемой, поскольку ее решение оказывает высокое влияние на уменьшение выбросов парниковых газов и улучшение работы ДВС. Газовое моторное топливо, в составе которого содержится водород, демонстрирует высокие показатели качества, которые повышают производительность рабочей мощности двигателя с искровым зажиганием, значительно увеличивается экономичность и значительно уменьшается токсичность отработанных газов [5].

ЛИТЕРАТУРА

1. Капустин В.Н., Гуреев А.А. Технология переработки нефти. Часть 2. Деструктивные процессы. М.: КолосС, 2007. 334 с.
2. Абрамчук Ф.Н., Кабанов А.Н., Салдаев С.В. Расчет процесса сгорания газового двигателя с высокоэнергетической системой зажигания // Автомобильный транспорт / Сб. науч. тр. - Харьков: ХНАДУ. - 2006. - Вып. 18. - С. 116 - 119.
3. Быковский Ф.А., Ждан С.А., Ведерников Е.Ф. Непрерывная спиновая детонация топливно-воздушных смесей // Физика горения и взрыва. - 2006.- Т. 42. - N. 4. - С. 1-9.
4. Аминов Р.З., Байрамов А.Н. Системная эффективность водородных циклов на основе внепиковой электроэнергии АЭС // Известия РАН. Энергетика. 2011. № 4. С. 52–61.
5. Гайворонский А.И., Марков В.А., Илатовский Ю.В. Использование природного газа и других альтернативных топлив в дизельных двигателях. М.: Изд-во «ИРЦ Газпром», 2007. С. 480.
6. Лопырев, И. А. Внедрение нейронных сетей при комбинированном производстве электроэнергии и водорода / И. А. Лопырев, Д. Д. Вознесенская // Современные тенденции в развитии экономики энергетики : Сборник материалов Международной научно-практической конференции, посвященной 100-летию Белорусского национального технического университета, Минск, 03 декабря 2020 года / Министерство образования Республики Беларусь, Белорусский национальный технический университет. – Минск: Белорусский национальный технический университет, 2021. – С. 169.

УДК 621.438

Д.А. Трещёв, Я.А. Владимиров, И.А. Дундич
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

ПЕРСПЕКТИВА ПЕРЕВОДА МУРМАНСКОЙ ТЭЦ НА МЕТАН-ВОДОРОДНУЮ СМЕСЬ

Введение. В настоящее время электростанции на органическом топливе играют основную роль в сфере энергетики РФ, но формирующиеся экологические аспекты декарбонизации требуют перехода на безуглеродные виды топлива, такие как водород. Переход на частичное использование водорода на действующих ТЭЦ сократит выбросы CO_2. Водород практически не добывается как полезное ископаемое и фактически является дорогим синтетическим продуктом, для использования которого на ТЭЦ потребуется хранить существенные запасы, что помимо капиталоемкости решения может быть технологически нереализуемо в условиях действующей площадки электростанции. Альтернативным решением может быть создание газотранспортной системы (ГТС) с метан-водородной смесью (МВС).

Актуальность. Подтверждается стратегическими государственными документами, такими как Стратегии социально-экономического развития Российской Федерации (РФ) с низким уровнем выбросов парниковых газов, предусмотренной до 2050 г. промежуточным этапом, является создание мер для сокращения к 2030 г. выбросов парниковых газов до 70% относительно уровня 1990 г. С учетом объемов энергосистемы РФ, строительство замещающих генерирующих мощностей, функционирующих на водороде, потребует значительных темпов ввода и капитальных вложений. Кроме того, особенностью отечественной энергетики является тот факт, что на ТЭС вырабатывается половина всей тепловой энергии в России, из-за чего необходимо обеспечить максимальное вовлечение существующих электростанций для работы на водороде без остановки производства энергии. Одним из этапов решения стратегических задач декарбонизации может послужить перевод Мурманской ТЭЦ на частичное использование «зелёного водорода», который возможно производить на ГЭС Мурманской области.

Поскольку без серьезных конструктивных изменений в основном оборудовании электростанций возможно сжигание МВС с содержанием водорода до 20% (об.), что подтверждают отечественные и мировые производители газовых турбин и котлов [1,2], перспективный терминал сжиженных криогенных газов можно оснастить установками регазификации и обеспечить этим запитку перспективной ГТС.

Цель исследования. Оценить перспективу перехода технологического комплекса АО «Мурманской ТЭЦ» с использования мазута на метан-водородную смесь.

Результаты. На данный момент технологический комплекс АО «Мурманской ТЭЦ» не газифицирован и основным топливом является дорогостоящий и неэкологичный топочный мазут.

При переводе Мурманской ТЭЦ на МВС, ожидаемое увеличение кпд котлов составит до 5%, а общий кпд котельной может быть увеличен до уровня 93-94%. С учетом этого перспективное потребления топлива АО «Мурманская ТЭЦ» снизится на 37,356 тыс.т.у.т. (см.таблицу 1). Выбросы CO_2 при переводе со сжигания мазута на МВС с 20% объемного содержания водорода снизятся оценочно на 339 тыс.тонн в год (см.таблицу 2).

Таблица 1 – Топливно-энергетические балансы Мурманской ТЭЦ

Мурманская ТЭЦ (КТЦ)	**Существующее положение 2020 год**	**Перспективный топливно-энергетический баланс**	**Изменение показателя**
Отпуск тепла с коллекторов, тыс Гкал	663,748	663,748	
Расход топлива, тыс.т.у.т.	120,369	102,881	17,488
Удельный расход топлива, кг.у.т./Гкал	181,3	155	
Южная котельная (КЦ-1)			
Отпуск тепла с коллекторов, тыс Гкал	846,577	846,577	
Расход топлива, тыс.т.у.т.	143,559	131,219	12,34
Удельный расход топлива, кг.у.т./Гкал	169,6	155	
Восточная котельная (КЦ-2)			
Отпуск тепла с коллекторов, тыс Гкал	500,741	500,741	
Расход топлива, тыс.т.у.т.	77,551	70,023	7,528
Удельный расход топлива, кг.у.т./Гкал	171,7	155	

При стоимости МВС на уровне 32,1 тыс.руб./тн, дополнительные топливные затраты Мурманской ТЭЦ составят 189,2 млн.руб. в год при стоимости мазута 21379 руб./тн, принятым по данным ПАО «ТГК-1» (см. таблицу 2).

Таблица 2 – Затрат при работе на разном виде топлива Мурманской ТЭЦ

Наименование параметра	**Ежегодные затраты на мазутное**	**Ежегодные затраты на МВС**
Годовой расход топлива, тыс.тн,мазута, тыс.$нм^3$ газа	247,3	171,16
Затраты электроэнергии на топливное хозяйство, тыс.кВт-ч/год	4941,79	-
Стоимость топлива, тыс.руб./тн.	21,379	32,1
Итоговые ежегодные затраты, млн.руб./год	5304,5	5493,7
Количество CO_2, тыс.тн	767	428
Ежегодная плата за выбросы CO_2, тыс.руб.	321960,1	179829,9

При планируемом уровне платы за выбросы CO_2 на уровне 6$/тн [3], в случае если стоимости квоты будет как в Китае, перевод Мурманской ТЭЦ имеет потенциал окупаемости за 12 лет (см.таблицу 2) при условии стоимости

технических мероприятий по переводу котлов и подключению ТЭЦ к МВС не более чем 1,628 млрд.руб.

Выводы.

1. При переводе АО «Мурманская ТЭЦ» с работы на мазуте на сжигание метан-водородной смеси потребление топлива в условном эквиваленте снизится на 37,356 тыс.т.у.т.

2. Дополнительные ежегодные затраты на более дорогое по сравнению с мазутом топливо составит 189,2 млн.руб. в год. Данные затраты могут быть компенсированы экономией платы за выбросы CO_2, которые оценочно снизятся на 339 тыс.тонн в год.

3. При введении платы за выбросы на уровне 6$ за тонну CO_2, инвестиции в мероприятия по переводу Мурманской ТЭЦ на МВС возвращаются за 12 лет при условии стоимости технических решений по подключению ТЭЦ к газопроводу не более 1,6 млрд.руб.

ЛИТЕРАТУРА

1. Савитенко М.А. Применение водорода в энергетике: вопросы экологии/ М.А. Савитенко, Б.А. Рыбаков // Турбины и дизели. – 2021. – январь-февраль. – С. 10-16
2. Показатели режимных параметров котлов ТГМ-84Б при сжигании в них метано-водородной фракции / М. А. Таймаров, Р. В. Ахметова, Е. Г. Чикляев, Р. Г. Сунгатуллин // Вестник Казанского государственного энергетического университета. – 2017. – № 1(33). – С. 58-63
3. Полина Смертина «Цена углеродного следа. Как плата за CO_2 увеличит стоимость электроэнергии» Газета «Коммерсантъ» №199/П от 01.11.2021

УДК 620.92

Д.Л. Колбанцева, Д.А. Трещёв, М.А. Трещёва
[1]Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВОДОРОДА В КАЧЕСТВЕ ТОПЛИВА НА ДЕЙСТВУЮЩИХ ТЭС РФ

Введение. Последние два десятилетия в мире наблюдается активное развитие и реализация политики глобальной декарбонизации. В Стратегии социально-экономического развития Российской Федерации (РФ) с низким уровнем выбросов парниковых газов, предусмотренной до 2050 г., промежуточным этапом является создание мер для сокращения к 2030 г. выбросов парниковых газов до 70% относительно уровня 1990 г. Строительство новых генерирующих мощностей, функционирующих на водороде, при нынешних темпах ввода новых мощн остей не позволит достичь цели в ближайшие 30 лет, потребует значительных капитальных вложений и может привести к профициту мощностей в единой энергетической системе РФ, в т. ч. за счет перехода на использование водорода на ТЭС. Кроме того, особенностью отечественной энергетики является тот факт, что на ТЭС вырабатывается половина всей тепловой энергии в РФ.

Актуальность. В таких условиях необходимо обеспечить максимальное вовлечение существующего оборудования ТЭС для работы на водороде без остановки производства энергии.

Цель исследования – исследование возможности использования и хранения водорода на действующих ТЭС РФ в ближайшей перспективе для достижения промежуточных целей стратегии декарбонизации.

Результаты. Без серьезных конструктивных изменений в основном оборудовании возможно сжигание метан-водородной смеси (МВС) с содержанием водорода до 20% (об.). Это подтверждают отечественные и мировые производители газовых турбин и котлов [1, 2].

Использование водорода в качестве топлива потребует создание либо газотранспортной системы МВС, либо размещение значительных по объему резервуаров хранения водорода. Так, для ТЭЦ-21 г. Санкт-Петербург при переходе на сжигание МВС в качестве основного топлива потребуется хранить запас топлива, рассчитанный на 30 суток, эквивалентный 2184 тоннам газообразного водорода. При хранении в сжатом виде потребуется 1338 ресиверов (объемом 200 м^3), в сжиженном - 24 резервуара (объемом 1400 м^3). В условиях действующей площадки практически не представляется возможным разместить данный резервуарный парк любой из существующих ТЭС РФ.

С учётом ограниченных территориальных возможностей площадок действующих ТЭС и имеющихся апробированных технологий хранения газов, единственным практическим решением для хранения водорода при использовании его в качестве резервного топлива. В этом случае, на площадке электростанции необходимо создание складов сжиженного водорода и сжиженного природного газа (СПГ) в необходимых расчётных количествах (для ТЭЦ-21 необходимый склад составит 27,68 тыс. м^3 СПГ и 5,14 тыс. м^3 водорода). По мере надобности СПГ и сжиженный водород могут быть переведены в газообразный вид и использованы в качестве резервного топлива ТЭС.

В случае перспективного развития газотранспортной системы МВС и организации поступления МВС на площадку ТЭС двумя независимыми газопроводами хранение водорода на станции не потребуется – ограничение на использование МВС в качестве основного топлива будет снято. Совместная транспортировка водорода и природного газа в долях 20% и 80% соответственно по опыту Европейских стран [3] не потребует существенного изменения типового оборудования для создания газотранспортной системы и может рассматриваться как перспективный способ использования водорода совместно с природным газом в негазифицированных районах Российской Федерации, где возможно появление терминалов приема и перегрузки СПГ.

Смесь водорода с природным газом может быть использована для перевода существующего энергетического оборудования ТЭС, функционирующего на мазуте или угле, на более экологичное топливо с соответствующем повышением эффективности его работы. Для Северо-Западного региона РФ таким объектом может стать энергетика Мурманской области.

Использование МВС в качестве топлива на действующих ТЭС РФ может стать первым этапом по реализации стратегии декарбонизации РФ, который позволит апробировать технологию в разрезе ближайших 10 лет, пока не будет решен ряд проблем, связанных с использованием чистого водорода в качестве топлива, созданы новые более эффективные технологии, а также решены пробелы в законодательной базе РФ, связанной с водородом. Так, например, в существующем тарифном окружении РФ водород является более дорогим топливом, чем используемый в настоящее время природный газ (стоимость природного газа составляет 5200 руб./тыс. нм^3, водорода – 342 $/тыс. нм^3 [4]). Предпосылки к экономической эффективности работы ТЭС на водороде возможны при введении углеродного налога, который в настоящий момент отсутствует. Внедрение использования МВС на действующих ТЭС не потребует сильной переработки существующей технологии и оборудования, реализуемые решения не окажутся капиталоемкими, как, например, новое строительство, и позволят задать положительный тренд декарбонизации РФ.

Выводы.

1. На действующих ТЭС возможна реализация проектов по апробации использования водорода в качестве топлива. Целесообразно рассматривать технологию сжигания смеси водорода и природного газа в газовых турбинах и газомазутных паровых котлах в объемных долях 20% и 80% соответственно.

2. В случае организации поступления МВС на площадку ТЭС двумя независимыми газопроводами возможно использование МВС в качестве основного топлива ТЭС.

3. Для использования водорода в качестве резервного топлива необходимо создание складов сжиженного водорода и СПГ в необходимых расчётных количествах.

ЛИТЕРАТУРА

1. Савитенко М.А. Применение водорода в энергетике: вопросы экологии/ М.А. Савитенко, Б.А. Рыбаков // Турбины и дизели. – 2021. – январь-февраль. – С. 10-16

2. Показатели режимных параметров котлов ТГМ-84Б при сжигании в них метано-водородной фракции / М. А. Таймаров, Р. В. Ахметова, Е. Г. Чикляев, Р. Г. Сунгатуллин // Вестник Казанского государственного энергетического университета. – 2017. – № 1(33). – С. 58-63,

3. Кипперс, М. Маленький шаг в водородное будущее / М. Кипперс, Й. Де Лаат, Р. Хермкенс // Газ России. – 2012. – № 1. – С. 28-36

4. Синяк, Ю. В. Прогнозные оценки стоимости водорода в условиях его централизованного производства / Ю. В. Синяк, В. Ю. Петров // Проблемы прогнозирования. – 2008. – № 3(108). – С. 35-46.

УДК 620.92

Д.Л. Колбанцева, Д.А. Трещёв, М.А. Трещёва
[1]Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

ПЕРСПЕКТИВЫ ПРОИЗВОДСТВА ВОДОРОДА ИЗ ОТХОДОВ НА ДЕЙСТВУЮЩИХ ТЭЦ Г. САНКТ-ПЕТЕРБУРГА

Введение. В настоящее время, согласно нормативным документам Российской Федерации (РФ), в том числе стратегии развития промышленности по обработке, утилизации и обезвреживанию отходов производства и потребления на период до 2030 года и др., одним из современных и наиболее перспективных методов утилизации является производство из высококалорийной части твердых коммунальных отходов (ТКО) альтернативного твердого топлива. Кроме того, стратегиями предусматривается максимальное вовлечение отходов в хозяйственный оборот в качестве дополнительных источников сырья и для получения энергии.

Актуальность. На фоне общемирового тренда по декарбонизации и набирающей обороты водородной политики получение водорода из ТКО является актуальной задачей.

Цель исследования – оценка потенциала производства водорода из ТКО на действующих ТЭЦ г. Санкт-Петербурга.

Результаты. С точки зрения получения водорода наиболее перспективным является метод газификации альтернативного (RDF) топлива. Это обусловлено наибольшим процентом выхода синтез-газа из исходного сырья среди методов термической утилизации, а также наличием апробированных технических решений [1].

При производстве водорода из ТКО методом термической утилизации осуществляется образуется синтез-газ, из которого выделяется водород (по аналогии с паровой конверсией метана). Термической обработке могут подвергаться только отсортированные отходы, которые представляют собой RDF топливо. Синтез-газ, получаемый из отходов, характеризуется широким диапазоном соотношения окиси углерода и водорода в связи с разным морфологическим составом отходов, поступающих на переработку (концентрация водорода в синтез-газе составляет в среднем от 50 до 75% об.). Возникает необходимость дооборудования производства водорода блоками концентрирования. Для этой цели осуществляется доокисление CO до CO_2 путем подачи пара и дальнейшее улавливание CO_2 методом короткоцикловой адсорбции (КЦА) (см. рисунок 1). При таком подходе возрастает концентрация водорода в водородосодержащем газе, однако требуется пар определенной температуры и давления [2, 3].

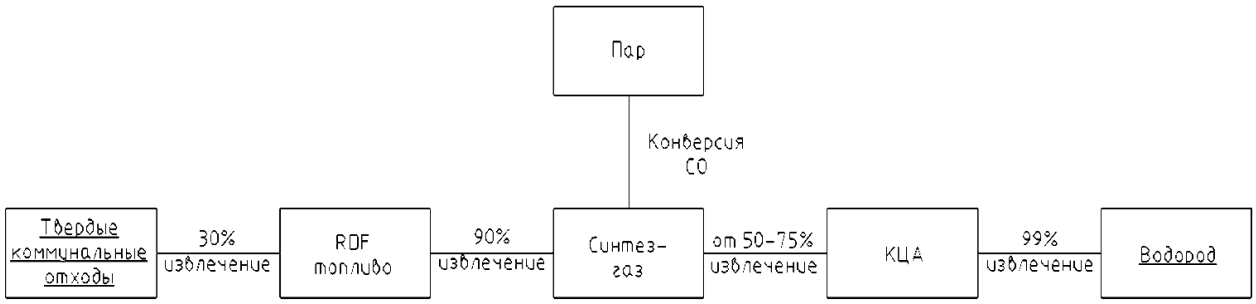


Рисунок 1 – Принципиальная схема производства водорода из ТКО

При рассмотрении возможных площадок для размещения объекта по производству водорода из ТКО, необходимо учитывать следующие обстоятельства [1]:

- возможности генплана;
- наличие и близость инженерных коммуникаций;
- транспортная доступность;
- разрешенные виды использования земельных участков;
- санитарно-защитные зоны (СЗЗ);
- первая категория опасности объекта,
- наличие пара требуемых параметров для реакции доокисления CO.

Данным требованиям удовлетворяют земельные участки действующих ТЭС РФ, в том числе некоторые ТЭЦ г. Санкт-Петербурга. На ТЭС, согласно градостроительному регламенту, возможно размещать не только объекты тепловой генерации, но и объекты мусороперерабатывающих комплексов, а также объекты мусороперегрузочных прессовальных и сортировочных станций. На отдельных станциях имеются свободные территории и неиспользуемые корпуса, в которых возможно размещение перспективного объекта по производству водорода из ТКО. Кроме того, от действующих ТЭЦ возможна подача пара требуемых параметров для реакции доокисления синтез-газа.

На основании вышесказанного, принципиально пригодными для размещения рассматриваемого объекта, в том числе с точки зрения соблюдения СЗЗ, на территории г. Санкт-Петербурга являются ТЭЦ-21 и ТЭЦ-22

Возможный выход синтез-газа, согласно территориальной схеме обращения с отходами Санкт-Петербурга и результатам предыдущих исследований [1], на ТЭЦ-21 составит 7,34 кг/с, на ТЭЦ-22 – 7,24 кг/с. При этом ежегодное производство водорода на ТЭЦ-21 будет лежать в пределах от 30,6 до 54,1 тыс. тонн, на ТЭЦ-22 - от 30,2 до 53,4 тыс. тонн (в зависимости от концентрации водорода в получаемом из отходов синтез-газе).

Выводы.

1. Организация производства водорода из ТКО технически возможна на площадках действующих ТЭС. С точки зрения получения водорода наиболее перспективным методом является газификации альтернативного топлива;

2. При выборе объекта (ТЭЦ) для размещения комплекса по производству водорода из ТКО особое внимание следует обращать на наличие свободных

площадей, возможность соблюдения СЗЗ, транспортную доступность и производство на ТЭЦ пара требуемых параметров для реакции доокисления CO;

3. Площадки ТЭЦ-21 и ТЭЦ-22 г. Санкт-Петербурга по результатам проведённого исследования принципиально пригодны для размещения рассматриваемого объекта. Потенциальный выход водорода на ТЭЦ-21 составит от 30,6 до 54,1 тыс. тонн/год, на ТЭЦ-22 - от 30,2 до 53,4 тыс. тонн/год.

ЛИТЕРАТУРА

1. Калютик, А. А. Утилизация твердых бытовых отходов на ТЭЦ Г. Санкт-Петербурга / А. А. Калютик, Д. А. Трещев, Д. Л. Поздеева // Научно-технические ведомости СПбПУ. Естественные и инженерные науки. – 2019. – Т. 25. – № 3. – С. 59-70. – DOI 10.18721/JEST.25304.
2. Фридланд, С. В. Получение синтез-газа плазмохимической переработкой полимерных отходов / С. В. Фридланд, А. Х. Тазмеев, М. Н. Мифтахов // Вестник Казанского технологического университета. – 2006. – № 6. – С. 10-15.
3. Солодова, Н. Л. Водород как перспективный энергоноситель. Современные методы получения водорода / Н. Л. Солодова, Р. Р. Минигулов, Е. А. Емельянычева // Вестник Технологического университета. – 2015. – Т. 18. – № 3. – С. 137-140.

УДК 620.91

Т.Ф. Чан, И.Д. Аникина
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ВОДОРОДНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ ВО ВЬЕТНАМЕ

Введение. Во Вьетнаме используются возобновляемые источники энергии (ВИЭ) для замены ископаемого топлива, которые постепенно истощаются, однако из-за неравномерного характера ВИЭ и проблем аккумулирования энергии от данных источников внедрение такого рода систем сталкивается со многими трудностями. Водородная технология с ее многочисленными достижениями была признана перспективным вариантом на пути к будущему зеленому обществу.

Актуальность. Хотя многие варианты применения водорода еще не развернуты в больших масштабах, использование водородных технологий в производстве электроэнергии для обеспечения национальной энергетической безопасности является актуальной задачей для развития энергетического сектора Вьетнама.

Цель исследования. Проанализировать актуальность развития водородной энергетики во Вьетнаме. Для достижения данной цели необходимо решить ряд задач: произвести анализ структуры энергокомплекса во Вьетнаме; дать основные характеристики вьетнамской энергосистемы; определить экологические проблемы энергетики Вьетнама; определить перспективные инвестиционные проекты для развития энергетики Вьетнама. Энергетическая система Вьетнама всегда базировалась на трех источниках энергии: нефть, газ и уголь. Во Вьетнаме наиболее популярен антрацитный уголь, сосредоточенный в месторождении Куангнинь с запасами более 3 млрд тон, что составляет около

90% запасов угля страны [1]. Во Вьетнаме доля электростанций, работающих на угле, составляет 32,2 % от всех электростанций страны, а на нефти – составляет 2 % и на газе – составляет 9,3 % [2]. К концу 2021 года общая установленная мощность всей системы достигла 76620 МВт, увеличившись почти на 7500 МВт по сравнению с 2020 годом. Общая мощность ВИЭ (энергия ветра и солнца) составила 20670 МВт (увеличение на 3420 МВт по сравнению с 2020 годом) и составляет 27,0% [2].

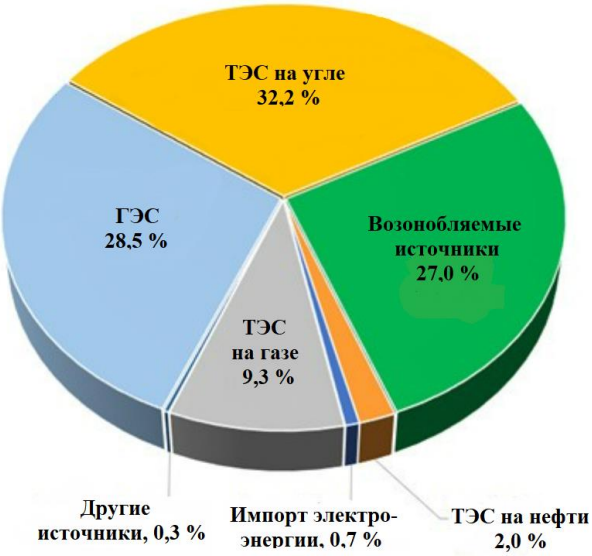


Рисунок 1 – Структура установленной мощности всей энергосистемы в 2021 г.

Начались три энергетических проекта общей мощностью 2040 МВт в 2021 г., в том числе: расширение ГЭС Хоабинь (480 МВт), ГЭС Яли (360 МВт) и проект ТЭС Куанг Трач 1 (1200 МВт) [2]. Согласно отчету Электроэнергетики Вьетнама (EVN) в первом квартале 2022 года общий объем произведенной и импортированной электроэнергии для всей системы достиг 62,85 млрд кВт·ч, увеличившись на 7,5% по сравнению с предыдущим годом и на 1,8 млрд кВт·ч выше, чем в плане. Максимальная установленная мощность всей системы достигла 40144 МВт в первом квартале 2022 г. [3]. Геотермальный потенциал Вьетнама оценивается в 300 МВт. Во Вьетнаме потенциал энергии приливов невелик, он может достигать мощности лишь в 4 ГВт в прибрежных районах дельты Меконга. Крупномасштабные гидроэнергетические проекты (>100 МВт) разрослись до предела, поэтому основное внимание уделяется только малым гидроэнергетическим проектам мощностью менее 30 МВт [4]. Для Вьетнама характерна проблема дефицита электроэнергии, а также ряд экологических проблем, рассмотрим основные причины этих проблем. В первом квартале 2022 года общий объем поставок угля на ТЭС (EVN) достиг 4,49 млн тонн из общего объема 5,85 млн тонн по заключенному контракту. Из-за нехватки угля тепловые электростанции в системе были вынуждены остановиться и закрыться. Общее количество угольного шлака в конце 2021 года достигло около 7,5 млн тонн, что оказывает сильнейшее негативное воздействие на окружающую среду [5]. В самый жаркий период года (с апреля по июль) вода водохранилищ резко

уменьшается, поэтому мощность ГЭС уменьшается тоже. Мощность ВИЭ таких как энергия ветра и солнца нестабильна, аккумулирование электрической энергии от данных источников в настоящий момент тоже затрудненно. Площадь лесов сократилась из-за проектов строительства электростанций, увеличиваются выбросы CO_2, вызывая парниковый эффект. Вышеуказанные проблемы можно частично решить, используя водородные технологии – водород является экологически чистым топливом, использование водорода решает проблему аккумулирования электроэнергии, также возможна генерация водорода от вьетнамских ВИЭ. Применение водородных технологий поддерживает стабильность энергосети, улучшая ситуацию с нехваткой мощности в жаркий период года и избытком мощности в сезон дождей.

Вывод: Растущий прогресс в водородных технологиях побудил Вьетнам разработать национальную водородную стратегию, рассматривая развитие водорода как ключевой элемент будущего общества зеленой энергии. Эта технология компенсирует недостатки возобновляемых источников энергии, которые активно развиваются во Вьетнаме. Однако проработанных решений в настоящий момент не хватает, все это позволяет заявить о перспективности исследования и дальнейшего внедрения водородной энергетики во Вьетнаме.

ЛИТЕРАТУРА

1. Обзор энергетической отрасли Вьетнама // URL: https://vuphong-vn.translate.goog/tong-quan-nganh-cong-nghiep-nang-luong-viet-nam/?_x _tr_sl=vi&_x_tr_tl=ru&_x_tr_hl=en&_x_tr_pto=wapp
2. Электричество Вьетнама в 2021 году – результаты через вызовы // URL: https://nangluongvietnam-vn.translate.goog/tap-doan-dien-luc-viet-nam-nam-2021-ket-qua-qua-nhung-thu-thach-28161.html?_x_tr_sl=vi&_x _tr_tl=ru&_x_tr_hl=en&_x_tr_pto=wappEVN
3. ЭВН обеспечивает баланс электроэнергии на 2022 и последующие годы // URL: https://dangcongsan-vn.translate.goog/tap-doan-dien-luc-viet-nam-evn/san-xuat-kinh-doanh/evn-bao-dam-can-doi-nang-luong-dien-nam-2022-va-cac-nam-tiep-theo-607333.html?_x_tr_sl=vi&_x_tr_tl=ru&_x_tr_ hl=en&_x_tr_pto=wapp
4. Возобновляемая энергия во Вьетнаме // URL: https://vi-m-wikipedia-org.translate.goog/wiki/N%C4%83ng_l%C6%B0%E1%BB%A3ng_t%C3%A1i_t%E1%BA%A1o_%E1%BB%9F_Vi%E1%BB%87t_Nam?_x_tr_sl=vi&_x_tr_tl=ru&_x_tr_hl=en&_x_tr_pto=wapp
5. Нет нехватки угля и электричества в любых ситуациях // URL: https://www-qdnd-vn.translate.goog/kinh-te/cac-van-de/khong-de-thieu-than-dien-trong-moi-tinh-huong-690746?_x_tr_sl=vi&_x_tr_tl=ru&_x_tr_ hl=en&_x_tr_pto=wapp

УДК 621.577.4

К.С. Калмыков, И.Д. Аникина
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕПЛОВОГО НАСОСА В ПРОЦЕССЕ ТРИГЕНЕРАЦИИ НА ТЕПЛОВОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Введение. В Российской Федерации (РФ) для снижения вредного воздействия производственного и энергетического секторов на окружающую среду был выпущен Федеральный Закон «Об ограничении выбросов парниковых

газов» [1]. Политика по снижению вредного воздействия на окружающую среду стимулирует исследования в области использования теплонасосных установок (ТНУ) [2], [3].

Актуальность. В данный момент все чаще рассматривают концепции тригенерации и «n-генерации». В качестве дополнительного продукта на тепловых электростанциях часто предлагают водород, а в качестве энергоносителей рассматривают низкопотенциальную теплоту [2], [3]. Вовлечение потребителей низкопотенциальной теплоты, не пригодной для непосредственного использования, в технологический процесс объектов энергетики открывает большие перспективы с точки зрения энергосбережения и рационализации экологического менеджмента.

Цель исследования. Рассмотреть использование теплового насоса в процессе производства водорода на тепловой электростанции.

Задачи исследования:

1. Предложить схему внедрения теплового насоса;

2. Рассчитать показатели работы ТНУ совместно с установкой генерации водорода и оценить результаты подобного решения.

Краткая информация про получение водорода на ТЭС. В качестве объекта исследования была выбрана Петрозаводская ТЭЦ теплоэлектроценталь (ТЭЦ). Предлагается использование установки паровой конверсии метана (УПКМ). Для нужд такой установки требуется (30÷90) т/ч пара. Реакцию имеет смысл проводить при давлении не ниже 1,0 МПа и температуре не ниже 750°С. Для компенсации потерь давления по ходу змеевика печи УПКМ решено подавать в УПКМ пар с давлением 12,5 кг/см^2. Рассматриваются 4 варианта: использование пара производственного отбора с расходами 30 т/ч и 90 т/ч; использование пара из коллектора свежего пара с расходом 30 т/ч и 90 т/ч. Температура газа, поступающего в установку паровой конверсии метана, совпадает с температурой наружного воздуха, поэтому смесь пара с газом необходимо подогревать с помощью печи УПКМ, работающей на газе.

Выбор цели и места внедрения ТНУ. Предлагается использование парокомпрессионного ТНУ простой схемы с целью подогрева газа перед смешением с паром. Такое решение позволит не только утилизировать сбросную теплоту, но и сократить затраты топлива для подогрева смеси до необходимой температуры реакции паровой конверсии. В качестве источника низкопотенциальной теплоты (ИНТ) может выступать вода оборотной системы охлаждения. Данный источник обладает постоянной температурой в течение всего года, а также ближе остальных расположен к возможному месторасположению УПКМ – у турбины. Такое место для УПКМ нужно, чтобы снизить потери в паропроводах.

Результаты расчет представлены в таблице 1. Эффективность ТНУ характеризуется коэффициентом преобразования энергии (КПЭ).

Таблица 1: Параметры отборов и характеристики ТНУ

Параметр	Значение			
Режим	Производственный отбор		Отбор от коллектора	
Отбор пара на УПКМ, т/ч	30	90	30	90
Температура отборного пара, °С	285,6	275,6	494,3	494,2
Снижение расхода топлива благодаря более высокой температуре отборного пара, тыс. $нм^3$/ч	0,21	0,56	0,61	1,83
Температура ИНТ перед ТНУ, °С	27,0	24,5	27,9	27,0
Температура ИНТ после ТНУ, °С	18,0			
Расход метана, т/ч	28,79			
Температура метана перед ТНУ, °С	15			
Отбор пара на УПКМ, т/ч	30	90	30	90
Температура метана после ТНУ, °С	95			
Рабочее тело ТНУ	R134a			
Мощность ТНУ, МВт	1,47			
КПЭ ТНУ, -	1,53			
Энергопотребление ТНУ, МВт	1,32			
Расход ИНТ, т/ч	49,02	67,03	44,38	48,96
Снижение расхода топлива благодаря ТНУ, тыс. $нм^3$/ч	0,16			

Показатель эффективности ТНУ невысокий в связи с большим температурным перепадом между ИНТ (до 28°С) и температурой газа на выходе из ТНУ (95°С). Использование теплового насоса простой схемы для подогрева природного газа с температуры 15°С до 95°С позволяет сэкономить всего 0,16 тыс. $нм^3$/ч природного газа. Ограничение по выходной температуре метана после ТНУ связано с тем, что критическая температура хладона R134a составляет 101,5°С. Это одна из наивысших температур среди озонобезопасных хладонов. Перегрев отборного пара выше температуры насыщения при давлении 12,5 $кг/см^2$ позволяет сэкономить больше топлива на нагрев смеси пара с метаном в печи УПКМ, чем ТНУ. Помимо всего вышесказанного использование теплового насоса также требует увеличения затрат топлива на собственные нужды в связи с энергопотреблением компрессора ТНУ при малом полезном эффекте от теплового насоса. Потому следует отметить необходимость проведения дополнительных исследований по оптимизации циклов и рассмотрению иных схемных решений тепловых насосов для совместной работы с установкой паровой конверсии метана.

Выводы. В ходе работы была рассмотрена возможность применения теплового насоса совместно с установкой паровой конверсии метана в составе Петрозаводской теплоэлектроцентрали. Предложено использование теплового насоса с целью предварительного подогрева газа перед смешением с паром в установке паровой конверсии метана. Применение ТНУ позволяет сократить потребление топлива на печь установки генерации водорода, но ведет к ряду отрицательных моментов.

ЛИТЕРАТУРА
1. Федеральный закон 296-ФЗ Об ограничении выбросов парниковых газов [Электронный ресурс] URL: http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202107020031 (дата обращения: 12.09.2021).
2. Sergeev, V.V. Using heat pumps to improve the efficiency of combined-cycle gas turbines / V.V. Sergeev [et al.] // Energies. – 2021. – Vol. 14. – No 9. – DOI: 10.3390/en14092685.
3. Anikina, I.D. Use of heat pumps in turbogenerator hydrogen cooling sys-tems at thermal power plant / I.D. Anikina [et al.] // International Journal of Hydrogen Energy. – 2017. – Vol. 42. – No 1. – P. 636-642. – DOI: 10.1016/j.ijhydene.2016.04.256.

УДК 661.961

А.Н. Ленских, Р. Байдия, О.В. Новикова
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

ПРОБЛЕМА ХРАНЕНИЯ ВОДОРОДА В ЭНЕРГЕТИКЕ

Введение. Водородная энергетика – перспективное направление для развития мировой зелёной энергетики, так как обладает в теории довольно высоким КПД, который составляет порядка 60%. На практике возникает важнейшая проблема водородной энергетики – дешевый и безопасный способ хранения и транспортировки водородного топлива.

Актуальность. В соответствии с Парижским соглашением от 2016 года, практически все государства мира будут уменьшать выбросы парниковых газов. Для энергетического сектора подобное соглашение означает переход от сжигания угля и нефти к использованию низкоуглеродных источников энергии, в т.ч. замена топлива ТЭС с природного газа на водород. Альтернативно возможно использование ВИЭ, в связке с которыми водород может использоваться для аккумулирования энергии путём электролиза.[1]

Цель работы. Анализ проблемы хранения водорода в энергетике. Поиск возможных способов решения.

Основная часть. У водорода - теплотворная способность в 3.5 раза выше чем у природного газа, а образуемый в результате реакции сжигания топлива продукт – вода. Отсюда, развитие водородной энергетики способствует декарбонизации. Но существуют проблемы с активностью водорода, летучестью, а также взрывоопасностью. На основании физики и из экономических соображений выделяют 4 способа хранения[2,3] (Рисунок 1).



Рисунок 1 – Способы хранения водорода

1. Газовые резервуары (газгольдеры) — устройства для хранения газа под давлением. Применительно к хранению газообразного водорода, газгольдер должен быть изготовлен из композитных материалов для снижения утечек молекулярного газообразного водорода. Технология отработана, но безопасность способа, из-за высокого давления, невысока в сравнении с другими способами.

2. Охлаждающие жидкостные резервуары обладают существенными преимуществами по сравнению с газовыми. Плотность сжиженного водорода в них в разы меньше, и утечки водорода связанные с газообразным состоянием в разы меньше. Получение жидкого водорода - энергозатратный процесс, а поддержание его в таком состоянии должно осуществляться в охлаждаемом термически изолированном контейнере, что добавляет затраты на изоляцию и постоянное охлаждение, поэтому такой способ крайне дорог. Безопасность хранения выше, чем в газгольдерах, но данный способ имеет очевидные риски нарушения условий хранения.

3. Химические соединения, в частности гидриды металлов, обладают более высокой удельной массой хранения[2], чем газгольдеры, при этом большинство требуемых металлов (Li,V,Ni, Ti) - дорогостоящие. Извлечение из гидридов металлов газообразного водорода без примесей от химической реакции или без электролиза - сложный и энергозатратный технологический процесс. Из других химических соединений можно отметить метанол, аммиак и метан, но эффективность хранения водорода в них намного ниже.

4. Сорбенты, работающие по принципу адсорбции (т.е. под действием неспецифических Ван-дер-Ваальсовых сил), удерживая молекулы газообразного водорода внутри твердого сорбента. В качестве сорбентов на текущий момент используются различные аллотропные модификации углерода с примесями.

В теории, наибольшим показателем по удельной массе хранения являются чистые фуллерены, но производство чистых фуллеренов очень дорогостоящее. Хранение же в беспримесном твердом аморфном углероде обладает низкой эффективностью. Повысить эффективность можно двумя способами - охлаждение и добавление примесей. Первый способ, хоть и не требует

охлаждения до температур сжижения водорода при 1 атм., менее экономичен по сравнению со вторым способом[3], обладая при том сходными показателями удельной массы хранения.

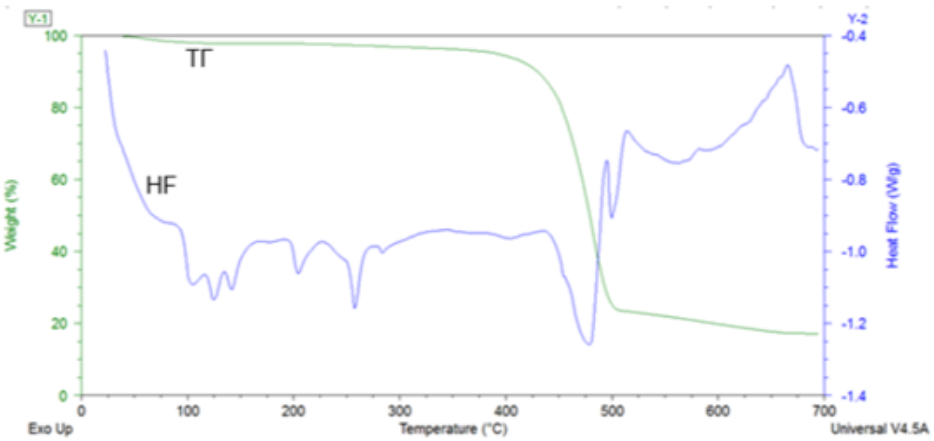


Рисунок 2 – Кривые термоанализа образцов в атмосфере аргона

Были проведены исследования (Рисунок 2), показывающие, что добавление "пластификаторов" (стеарат натрия или фторопласт), увеличивают пористость и прочность изделия, что в свою очередь повышает удельную массу хранимого водорода. Для заполнения при-месного пористого сорбента требуется давление 2.5 - 3 МПа при температуре -5 - 30 °С. При извлечении требуется нагрев, количество извлеченного водорода при нагреве до 200°С составляет 90%, 100% же достигается при 600°С, но нагрев водорода выше 510°С (температура воспламенения водорода при нормальном давлении) не безопасен, из-за чего необходимо снижать давление. Возможное решение - вакуумный нагрев или в среде инертного газа.

Выводы. Наиболее экономичным, безопасным и перспективным способом хранения водорода для использования в энергетике в ближайшем будущем могут стать углеродные сорбенты. Но из-за невоспроизводимости результатов экспериментов по хранению водорода в фуллеренах и очень высокой их стоимости, наиболее реалистичной и экономичной технологией является хранение водорода в углеродных сорбентах с добавлением пластификаторов.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Р.А. Копытов, О.В. Новикова Выявление перспектив получения, хранения и транспортировки водорода. В сборнике: Современные технологии и экономика в энергетике (МТЕЕ – 2020) : материалы междунар. науч.-практ. конф., СПб.: ПОЛИТЕХПРЕСС, 2020. – 170с.

2. Тарасов Б.П. МЕТАЛЛОГИДРИДНЫЕ СИСТЕМЫ ОБРАТИМОГО ХРАНЕНИЯ ВОДОРОДА // АЭЭ. 2003. №S1. URL: https://cyberleninka.ru/article/n/metallogidridnye-sistemy-obratimogo-hraneniya-vodoroda.

3. Акимов В. Н. Влияние условий фабрикации таблеток на основе углерода на их пористость. – 2021.

УДК 621.039.5

Р.С. Киреев, Н.А. Ширяев
Санкт-Петербургский политехнический университет имени Петра Великого

АНАЛИЗ СИСТЕМЫ РАЗОГРЕВА МОНОБЛОКА РЕАКТОРНОГО В СОСТАВЕ РУ СВБР-100

Введение. Помимо множества различий в конструкции быстрых реакторов и реакторов на тепловых нейтронах, ещё одной особенностью первых является необходимость поддержания температуры теплоносителя, а следствие и корпуса реактора значительно выше температуры окружающей среды. Для этого применяется отдельная система разогрева корпуса.

Актуальность. В последний период времени во многих странах мира возрос интерес к разработке модульных АЭС малой и средней мощности (SMR), к которым относится и АЭС на базе РУ СВБР-100, требующих меньших капитальных затрат и более коротких сроков сооружения, что снижает инвестиционные риски и делает более вероятным привлечение частных инвестиций. Замыкание топливного цикла – ключевая задача, которую предстоит решить в ближайшие годы. И поэтому именно быстрые реакторы будут играть определяющую роль в будущей крупномасштабной ядерной энергетики.

Цель исследования. Рассмотреть принцип устройства и провести оценочные расчёты необходимых характеристик системы подогрева теплоносителя первого контура в быстрых реакторах СВБР-100 и вариантов её реализации.

В нашей стране существовал опыт эксплуатации реакторных установок со свинцово-висмутовым теплоносителем на стендах 27/ВТ, КМ-1 и на атомных подводных лодках проектов «645», «705», «705К». Данный опыт показал, что многократные циклы «размораживания – замораживания» теплоносителя никак не влияют на его характеристики и характеристики реакторной установки и он может производиться до 20 раз [1].

Кроме того, в случае энергетических реакторов количество таких циклов значительно меньше, чем для РУ АПЛ, но этот вопрос так же занимает существенное значение в следующих случаях:

1. Первоначальный разогрев ВКУ реактора при пуске.

Температура плавления эвтектической смеси свинец-висмут составляет 123,5 °С. Таким образом, при заполнении первого контура смесью жидких металлов необходимо предварительно прогреть все внутрикорпусные устройства для избежания возникновения значительных термических напряжений, которые могут обеспечиваться перепадом практически в 100 °С.

2. Поддержание температуры теплоносителя и внутриреакторных устройств выше температуры плавления смеси свинец-висмут – на уровне порядка 200 °С

(данная температура обусловлена условиями эксплуатации). Мощность остаточного тепловыделения определяется количеством наработанных в активной зоне и обладающих высокой активностью продуктов распада топлива. Таким образом, при разных условиях эксплуатации РУ будет наблюдаться различная мощность остаточного тепловыделения, и для гарантированного поддержания требуемой температуры возможна необходимость системы внешнего обогрева.

Для обоснования работы во втором режиме были проведены оценочные расчёты величины остаточного тепловыделения. Было учтено планируемое обогащение 16,5% и теоретический срок компании реактора – 7 лет. Было учтено влияние только изотопов с выходом более 1%. Такой расчёт не учитывает все нейтронно-физические процессы в топливе, но в рамках предлагаемой концепции расчёта такая точность допустима.

Результаты расчёта: после останова реактора величина остаточного тепловыделения значительно падает в первые минуты. Затем мощность на достаточно долгий срок (по сравнению с возможными сроками, в которых реактор может находиться без обогрева, но с расплавленным теплоносителем) сохраняется на уровне в 1–2% от мощности.

По результатам расчётов можно сделать вывод – за счёт остаточного тепловыделения реактор будет поддерживать теплоноситель в расплавленном состоянии без внешнего подвода тепла на достаточный с точки зрения эксплуатации срок. В течение этого срока будет стоять обратная задача – эффективный отвод тепла от корпуса РУ. Данная задача конструктивно решается естественной конвекцией теплоносителя в основных петлях и отводом тепла от объема реактора с помощью радиации и конвекции[2].

Таким образом, функционал системы разогрева будет ограничиваться только первоначальным нагревом ВКУ реактора до необходимой температуры.

Исходя из особенностей конструкций оборудования применяют два основных способа нагрева – электрический обогрев или обогрев текучей горячей средой. Первый вариант применяется преимущественно в случае разветвлённой системы трубопроводов, когда технологически возможно выполнить намотку обогревателей на все трубопроводы или же установку крупных трубчатых нагревателей, которые будут осуществлять обогрев Джоулиевым теплом.

Второй вариант применяется в случае необходимости обогрева крупных и больших по массе элементов, но достаточно однородных. Проект РУ СВБР-100 выполняется в моноблочном исполнении – парогенератор отсутствует как единый элемент системы, его роль выполняют 12 модулей испарителей, и они выполняются в едином корпусе с активной зоной. Таким образом полностью исключаются трубопроводы первого контура вместе с арматурой, весь теплоноситель находится в пределах реакторной установки. Поэтому система подогрева должна охватывать только корпус реактора, без разветвленной сети трубопроводов.

Конструктивно система подогрева выполняется в виде системы трубопроводов, опоясывающих весь корпус и расположенных между основным и страховочным корпусами МБР, по которым подается греющий пар.

Можно оценить согласно открытым источникам примерную массу корпуса вместе с внутриреакторными устройствам – около 300 тонн. Необходимо учесть все материалы и примерные соотношения размеров в корпусе[3]. 12144 твэлов выполняются из сплава ЭП-823, топливо – диоксид урана. В качестве материала корпуса выступает сталь 08Х18Н10Т, ряд внутрикорпусных устройств изготавливается из сплавов ЭП-302 и ЭП-823.

Учитывая все соотношения размеров и плотностей, а также задаваясь временем разогрева от 20 ºС (средняя температура окружающей среды) до 200 ºС (необходимая температура ВКУ для залива теплоносителя) равным 12 часов, получим примерную мощность паровой установки в 3–10 кг/с паропроизводительности. Такая мощность соответствует широкому спектру паропроизводящих установок, что позволяет применять на АЭС с РУ СВБР-100 различные решения – как например питание от мобильных котельных.

Выводы. Было рассмотрено устройство системы разогрева теплоносителя СВБР-100, сделано заключение об отсутствии необходимости работы данной системе во время расхолаживания реактора или после его останова. Выполнены оценочные расчёты необходимых характеристик паропроизводящей установки для системы разогрева.

ЛИТЕРАТУРА

1. Тошинский, Г. И. Первый в мире реактор с теплоносителем свинец-висмут (стенд 27/ВТ). Как всё начиналось / Г. И. Тошинский // Вопросы атомной науки и техники. Серия: Ядерно-реакторные константы. – 2019. – № 2. – С. 136-150. – DOI 10.55176/2414-1038-2019-2-136-150. – EDN GNURJD.

2. Жуков, А. В. Реакторы с тяжелым теплоносителем и некоторые теплогидравлические данные для них / А. В. Жуков, Ю. А. Кузина, В. И. Белозеров // Известия высших учебных заведений. Ядерная энергетика. – 2011. – № 3. – С. 100-112. – EDN OGZJOL.

3. Конструкционные материалы для перспективных атомных энергетических установок с теплоносителем – свинец или сплав свинец-висмут / ЦНИИ,КМ ФГУП. — Текст : электронный // http://www.crism-prometey.ru/ : [сайт]. — URL: http://www.crism-prometey.ru/about/activities/reactor-Pb.pdf (дата обращения: 05.05.2022).

4. Петроченко, В. В. Russian experience in SMR development and deployment / В. В. Петроченко. — Текст : электронный // http://www.akmeengineering.com : [сайт]. — URL: http://www.akmeengineering.com/assets/files/ATOMEX_11.pdf (дата обращения: 05.05.2022).

5. Беседы о ядерной энергетике. Физика реакторов и технологии модульных быстрых реакторов с теплоносителем свинец-висмут (для начинающих и не только) [Текст] / Г. И. Тошинский. - Москва : Проспект, 2019. - 470, [5] с. : ил., портр., табл.; 22 см.;

UDC 661.961.621

R. Kumar, I.D. Anikina
Peter the Great, St. Petersburg Polytechnic University

INCORPORATING STEAM METHANE REFORMING (SMR) IN A CHP PLANT

Introduction: The emission of Greenhouse gases by the combustion of fossil fuel has severe Environmental and health issues.[1] Major countries have already experienced the harmful impact of global warming from rising sea level to frequent occurrence of deadly storms and drought which endanger our living conditions. The UN Intergovernmental panel on Climate Change recommends keeping the global warming to 1.5°C [2]. There is a need of transition for availability and usage of clean energy resources.

Relevance: Hydrogen has a lot of advantages over fossil fuels like clean combustion and higher heating value [1]. At present, roughly 95% of worldwide hydrogen production comes from fossil fuels. However, Hydrogen produced with Steam Methane Reforming (SMR) process is the major one in use currently, still polluting the atmosphere with the release of CO_2. But with the introduction of Carbon Capture and Storage (CCS), the technology can capture 90% of CO_2.

Purpose of study: In a Combined Heat and Power (CHP) plant, we are trying to consider a possibility of incorporating carbon capture in methane steam conversion units of power facilities where the CHP plant will also produce hydrogen in addition to electricity and heat.

Research: Hydrogen is produced by no. of ways among which Steam Methane Reforming (SMR) process is the cheapest and is used commercially to meet the hydrogen demands worldwide. It is chemical process used by industry to produce hydrogen on a large scale. SMR contains two chemical reactions which converts water and methane to pure hydrogen and CO_2.

Desulphurized hydrocarbon feed is mixed with superheated process steam in accordance with steam/carbon relationship necessary for the reforming process. (Steam to carbon ratio means moles of steam to the moles of carbon. The typical steam to carbon molar ratio is three but it operates with higher value than necessary for an increase in efficiency). The scheme for switching on the SMR installation as part of a CHP is shown in Fig. 1.

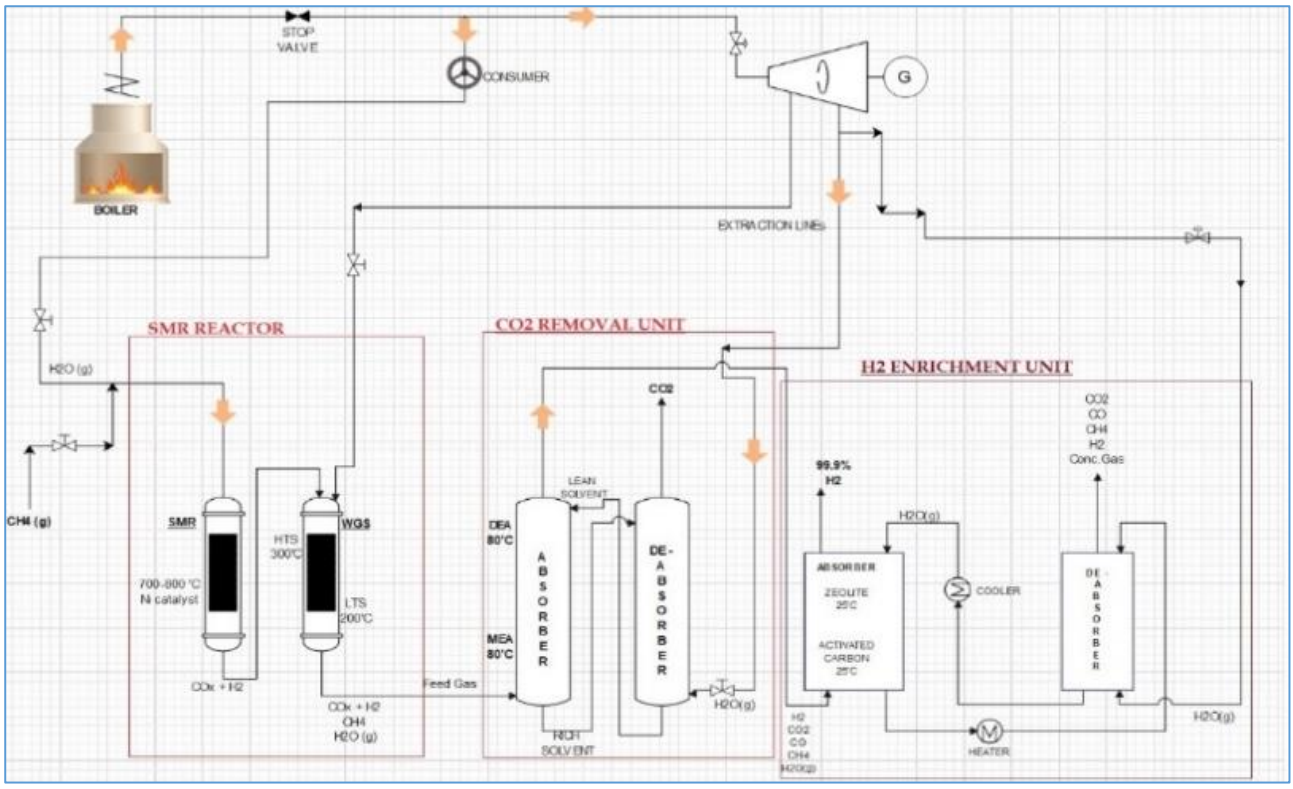


Figure 1- A simple schematic block diagram for a SMR plant

After this, this mixture of gas is heated up and then distributed on catalyst filled reformer tubes. Catalyst used is nickel with alumina as a supporting material. The gas mixture flows from top to bottom through tubes arranged in vertical rows. The reformer tubes are surrounded by burners or exhaust gases or both keeping the temp of the mixture around 800°C. At this temperature, methane reacts with steam to produce hydrogen and carbon monoxide. The presence of catalyst helps this process react more quickly and to retain more hydrogen gas. The hydrogen carbon mixture exits the reformer via the cold outlet manifold. [3].

To consume CO, as it is more harmful than CO_2 if released to environment and to produce more hydrogen, CO from the reforming reaction enters the water gas shift reactor. This reactor is filled with water and iron chrome-based catalyst (Magnesium ferrite or Iron oxide) which breaks steam to oxygen and more hydrogen. Hydrogen is produced while oxygen join the CO to produce CO_2 [4].

Purification: The gas mixture exiting the reactor is not pure hydrogen and needs to be further refined. The effluents produced are H_2-47%, CO-10.2%, CO_2- 6.3%, CH_4-7%, H_2O-29.4%and N_2-0.2 %. The product after reformer reaction is led to absorber tower where Monoethanolamine (MEA) and Diethanolamine (DEA) is added from top. Here the carbon capture process is carried out as these chemicals absorb CO_2 allowing H_2 and other gases to leave out. These CO_2 absorbed solutions are then heated up in de-absorber tower to release CO_2. After this, CO_2 is led for further processes for utilization and/or storage.

For purification of Hydrogen, we incorporate pressure swing absorption (PSA) as the purification process. The gas mixture enters the purifier, where specific absorptive material (Zeolite and Activated Carbon) trap contaminants at high pressure.

Purified hydrogen is pumped out of the vessel. Finally, the vessel is de-pressurized to release trapped contaminants and can be reused. PSA is used for the removal of carbon dioxide, methane, carbon monoxide, and water from hydrogen. [4]

Steam Methane Reforming is the most widely used process for bulk gas production, accounting for 95% of the hydrogen produced in theWorld. The Steam Methane Reforming process can be broken down into steps:

1. Steam reacts with natural gas, producing hydrogen and carbon monoxide.

2. In the water shift reactor, carbon monoxide and steam react to form carbon dioxide and more hydrogen gas.

3. The hydrogen gas is purified to the customer's specifications, removing contaminants.

4. Pure hydrogen is delivered to the customer. Remaining gases are recycled back into the process or recovered for other uses.

These individual steps function together as a continuous process; a large plant can operate at all hours of the day to produce a constant stream of hydrogen. Steam Methane Reforming remains the most cost efficient way to produce hydrogen in an industrial setting.

Conclusions: In a CHP plant, there is a lot of exceeded and unused heating and energies with lower temperatures which could be employed to produce hydrogen with little modification. In order to bring water vapour, oxygen and carbon dioxide together with the temperature needed to activate these reactions for the hydrogen production, the exhaust gases of CHP power plants can be used.

Boiler exhaust gas temperatureis in the range of 450 to 620°C, it is a very suitable free source to provide the heating energy needed by the SMR, carbon capture and Hydrogen purification. Also, the methane conversion can be increased in low temperature SMR by using more effective catalysts.

LITERATURE*:*

1. Esmail M.A. , Muhammad Ibrar Hussain, Shakeel Ahmed, Mohamed A. Habib, Amro A, Al-Qutub- King Fahd University of Petroleum and Minerals URL: https://www.academia.edu/es/27772823/On_the_Modeling_of_Steam_Methane_Reforming

2. Report prepared for the 2nd Hydrogen Energy Ministerial Meeting, Tokyo, Japan URL:https://www.irena.org//media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Sep/IRENA_Hydrogen_2019.pdf

3. Think Hydrogen. Think Linde. URL: https://www.linde-engineering.com/en/hydrogen/index.html

4. Kevin Bakey, ENGL 02C- March 23, 2015 URL: https://sites.psu.edu/kevinbakey/wp-content/uploads/sites/26382/2015/04/Process-Description.pdf#:~:text=Steam%20Methane%20Reforming%20%28SMR%29%20is%20a%20chemical%20process,countless%20chemical%20processes%2C%20and%20many%20more%20industrial%20applications

УДК 62-533.7

Н.М. Кузнецов, С.П. Лаухин
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

АВТОМАТИЗАЦИЯ РАСЧЁТА РАБОТЫ НА ЧАСТИЧНОМ РЕЖИМЕ ПАРОТУРБИННОЙ УСТАНОВКИ К-800-240

Введение. Работа турбоустановок, работающих в полупиковой зоне графика электрической нагрузки, связана с расчётами параметров при режимах отличных от номинальных. В ходе данного исследования в среде программирования MATLAB [1] был разработан алгоритм, позволяющий производить расчёт параметров паротурбинной установки (ПТУ) К-800-240, регулирование режима работы которой осуществляется за счёт изменения расхода пара.

Актуальность. Автоматизация типовых расчётов позволяет повысить эффективность работы инженера, увеличить её скорость и точность.

Цель исследования. Создание алгоритма автоматизированного расчёта параметров работы турбоустановки К-800-240 на частичных режимах и написание программного кода в среде MATLAB на его основе.

В качестве референтной паротурбинной установки была выбрана турбина К-800-240 [2], так как она устанавливается на блоках, работающих в полупиковой зоне графика электрической нагрузки.

В процессе автоматизации были оцифрованы эмпирические графики зависимости КПД регулирующей ступени [3] и распределения давления в ней [4] от относительного расхода при сопловом парораспределении.

Методика расчёта мощности турбины включает в себя построение процесса расширения пара. Программный подход к решению данной задачи позволил отойти от графического метода определения положения точек на H-S диаграмме.

Алгоритм осуществления расчёта процесса расширения включал в себя запись исходных данных [2] в массивы с учётом потерь давления при прохождении через стопорные клапаны и перепускные тракты [4] и цикл определения параметров значимых точек на *H-S* диаграмме, которое осуществлялось с помощью встроенных функций [5], разработанных на основе данных Международной ассоциации свойств воды и пара. Основной особенностью цикла является метод итераций для определения степени сухости в расчётной точке, в частности, при переходе из зоны сухого пара в зону насыщенного, что необходимо учесть в расчёте, заменив «сухой» КПД на «влажный». При первой итерации необходимо опуститься на изобару в точку, рассчитанную по «сухому» КПД, а затем определить энтальпию адиабатического процесса расширения на линии насыщения. В программном коде осуществлен метод итераций расчёта давления, соответствующего данной энтропии и степени сухости равной 1. Реальное значение степени сухости уточняется с помощью нового цикла итераций. В первом приближении принимается значение данного параметра при изоэнтропном процессе. По известным расходам в отборах

определяется мощность ПТУ с учётом расхода на турбопривод питательного насоса.

Частичный режим работы ПТУ осуществляется путём изменения расхода пара при помощи соплового парораспределения. Параметры давления и расхода пара в отборах определяются по упрощенному уравнению Стодолы, а изменение «сухого» КПД в отборах по эмпирическому полиному [4].

Затем запускается цикл аналогичный тому, что был осуществлен для номинального режима. *H-S* диаграммы обоих режимов приведены на рисунке 1:

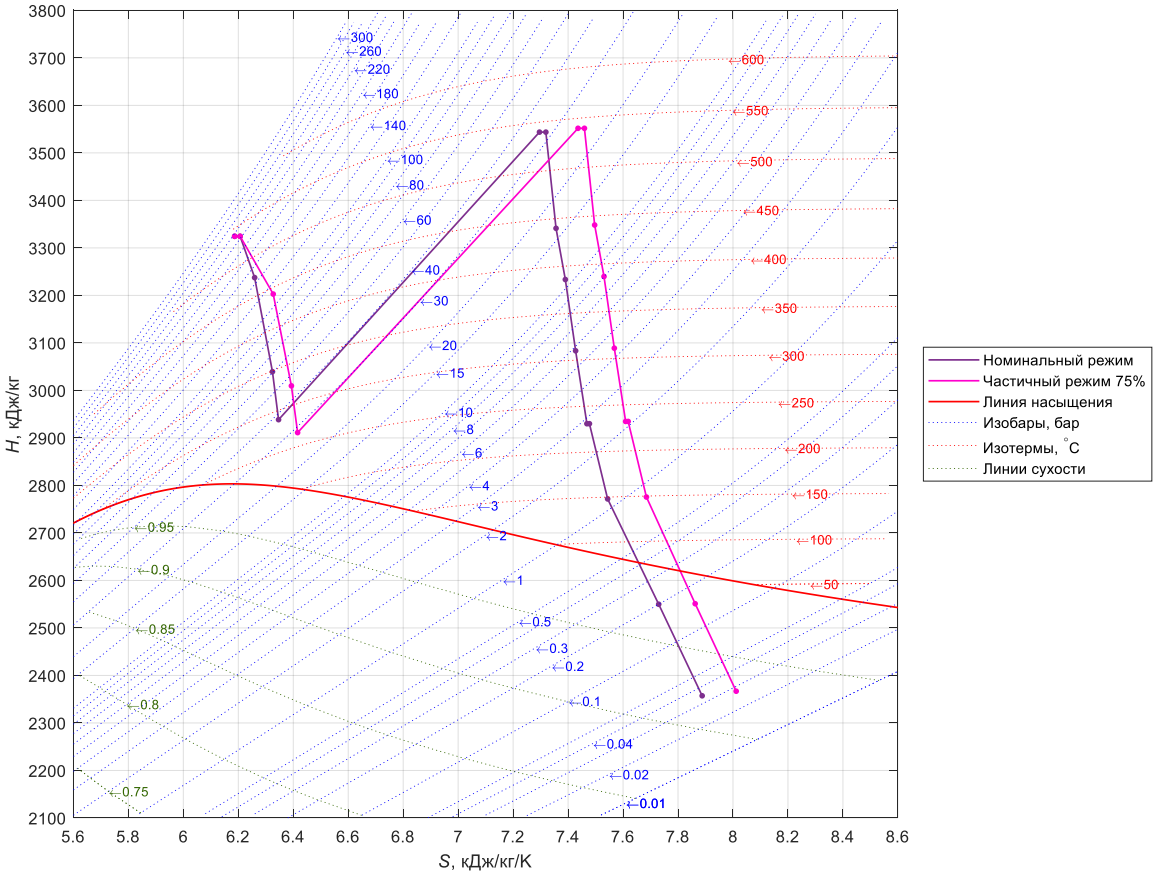


Рисунок 1 – *H-S* диаграмма процесса расширения пара в турбине

С помощью автоматизации расчётов был получен график зависимости расчётной мощности турбоустановки от относительного расхода пара (рисунок 2).

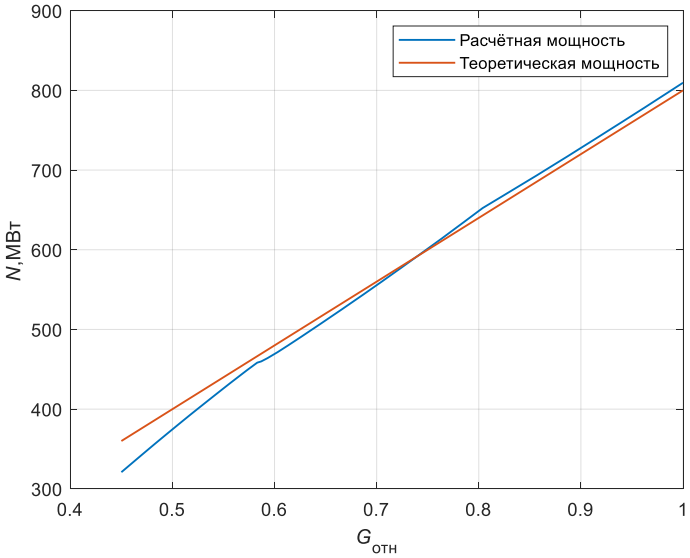


Рисунок 2 – Зависимость расчётной мощности турбоустановки от относительного расхода пара

Выводы. Автоматизация построения процесса расширения существенно повысила скорость и точность расчётов. Полученная зависимость мощности ПТУ от относительного расхода (рисунок 2) подтверждает линейный характер графика и позволяет оценить его отклонение от теоретического.

ЛИТЕРАТУРА

1. Кетков Ю.Л., Кетков А.Ю., Шульц М.М. MATLAB 7: программирование, численные методы. -СПб: БХВ-Петербург, 2005 – 752 с.: ил.
2. Каталог 13-79 «Паротурбинные установки»: К-800-240-5.
3. Гиршфельд В.Я., Князев А.М., Куликов В. Е. Режимы работы и эксплуатация ТЭС/М.: Издательство "Энергия", 1980 г.
4. Щегляев А. В. Паровые турбины. Теория теплового процесса и конструкции турбин: Учеб. для вузов. Кн. 2. – 6-е изд., перераб., доп. и подгот. к печати Б. М. Троянским. – М.: Энергоатомиздат. 1993. – 416 с.: ил.
5. Prof. Hans-Joachim Kretzschmar, Dr. Ines Stoecker, M. Kunick. Property Library for the Industrial Formulation IAPWS-IF97 for Water und Steam. FluidLAB, LibIF97 for MATLAB Student’s Version. – Zittau/Goerlitz University of Applied Sciences, Faculty of Mechanical Engineering, Department of Technical Thermodynamics.

УДК 662.994

О.А. Мильто, Н.Т. Амосов
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

АНАЛИЗ ЭКОНОМИЧНОСТИ РАБОТЫ КОТЕЛЬНЫХ АГРЕГАТОВ ПРИ УТИЛИЗАЦИИ ТЕПЛОТЫ УХОДЯЩИХ ГАЗОВ

Введение. Производство тепловой и электрической энергии на тепловых электростанциях (далее ТЭС) сопровождается образованием вторичных тепловых энергетических ресурсов. Весьма перспективным источником низкопотенциальной теплоты является теплота уходящих дымовых газов котлоагрегатов. [1] При утилизации вторичных тепловых энергетических

ресурсов ТЭС решается задача по развитию энергосберегающих технологий энергетической политики Российской Федерации. [2, 3]

Тепловая утилизация позволяет снизить температуру дымовых газов ниже точки росы. Появляется возможность использовать теплоту конденсации водяных паров [5]. Теплоту уходящих газов возможно использовать: 1. утилизация термическая; 2. утилизация, входящих в состав продуктов сгорания, водяных паров. [4]. Для реализации проекта предлагается использовать ТУ - конденсационные теплоутилизаторы.

Актуальность. Разработка предложений по повышению экономичности работы парового котла ТГМП-344А путём частичной утилизации низкопотенциальной теплоты уходящих газов с дальнейшим полезным её использованием.

Цель исследования. Полученные результаты могут быть использованы при проектировании новых или при усовершенствовании уже эксплуатируемых объектов энергетики.

На основе технических характеристик указанного энергоблока разработана его имитационная модель в САПР United Cycle (рис. 1).

С использованием разработанной модели выполнены исследования и анализ основных режимов работы ЭБ: максимально-зимнего (I), зимнего с малыми отопительными нагрузками(II) и летнего (III). Результаты приведены в таблице 1. Расчеты режимов производились с использованием имитационных моделей объекта. [5]

Разработка имитационной модели в САПР United Cycle и расчет режимов работы производится в три этапа. Первый этап - создание в конструкторе тепловой схемы, второй - параметризация тепловой схемы, третий этап – расчет и анализ режимов работы.

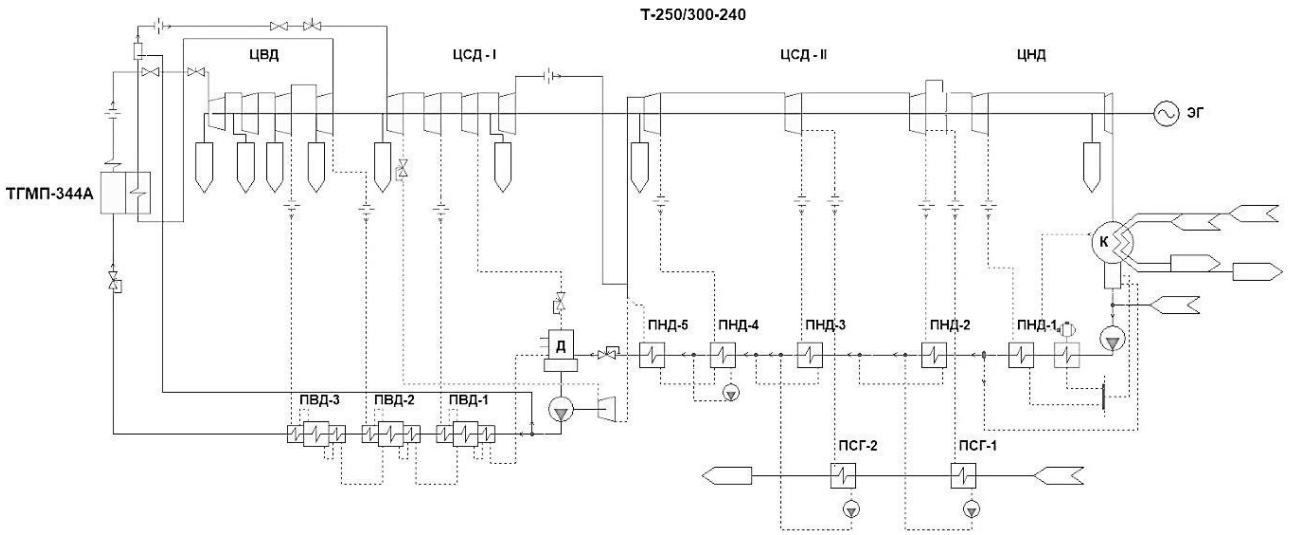


Рисунок 1. Имитационная модель энергоблока Т-250/300-240

Цилиндры: ЦВД – высокого давления; ЦСД-I - среднего давления ЦСД-II – среднего давления; ЦНД – низкого давления. Подогреватели: ПНД-1 – ПНД-5 –низкого давления; ПВД-1 – ПВД-3 –высокого давления; ПСГ-1, ПСГ-2 – сетевой воды. Д – деаэратор; ЭГ– электрогенератор; К– конденсатор.

Расчеты выполненялись в программе Mathcad по методикам [4].

Результаты расчёта конденсационного ТУ, в зависимости от нагрузки котла и доли байпасируемых газов, представлены в виде графиков, рисунок 2,3,4.

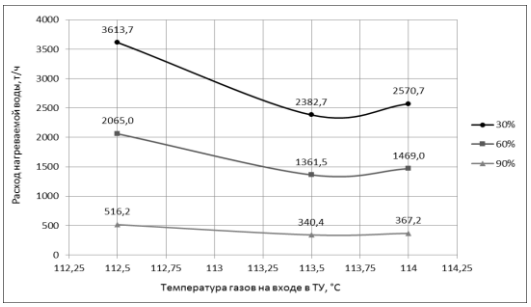


Рис. 2. Зависимость расхода нагреваемой воды от температуры и доли байпасируемых газов

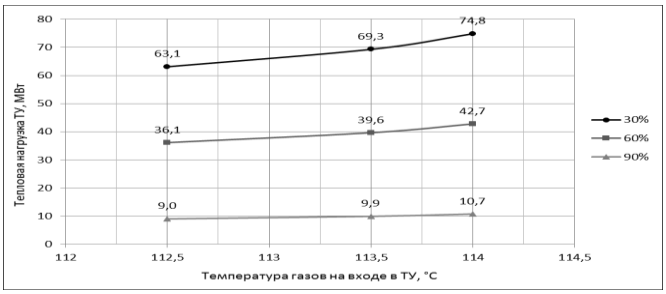


Рис. 3. Зависимость тепловой нагрузки ТУ от температуры и доли байпасируемых газов

Тепловой утилизатор поверхностного типа с биметаллическими оребрённными трубками (сталь-алюминий), устанавливается в газоходе котла между воздухоподогревателем и дымососом.

Теплоту уходящих газов предлагается использовать для подогрева исходной воды перед системой водоподготовки станции.

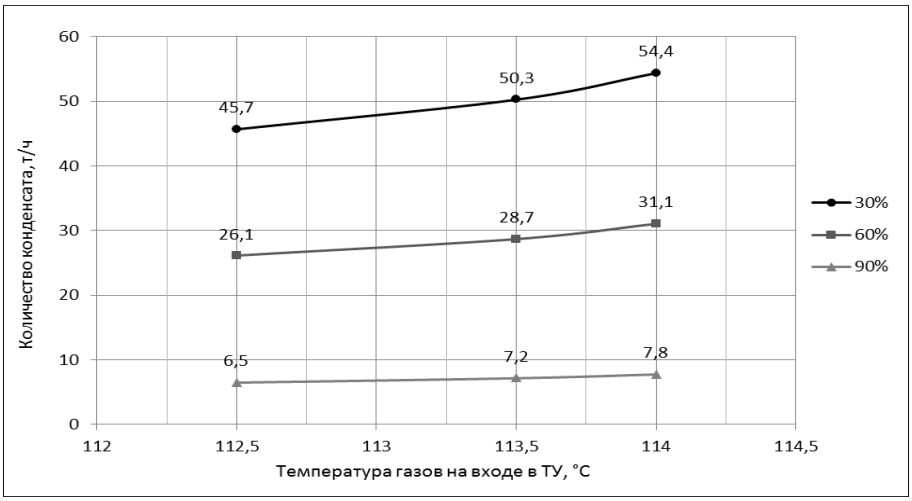


Рис. 4. Количественная зависимость образования конденсата от температуры и доли байпасируемых газов

ТУ позволяет сконденсировать из дымовых газов до 8,4 т/ч конденсата.

Выводы. Внедрение ТУ позволяет экономить на выработку тепловой энергии котлом до 11000 т у.т./год благодаря уменьшению расхода топлива до 2,48 кг у.т/ Гкал (1,68 %).

ЛИТЕРАТУРА

1. О.А. Мильто, К.С. Калмыков Утилизация низкопотенциальной теплоты уходящих газов котельных агрегатов. Энергетические системы: III Международная научно-техническая конференция: сборник трудов, Белгород, 29-30 ноября 2018 г.

2. И.Д. Аникина Возможности использования вторичных источников низкопотенциальной теплоты ТЭЦ // Главный энергетик – 2017. - №12.

3. F.Yang, X.Yuan, G. Lin Waste heat recovery using heat pipe heat exchanger for heating automobile using exhaust gas // Applied Thermal Engineering. 2003. Т. 23. № 3. С. 367-372.

4. А.А. Кудинов, С.К. Зиганшина Охлаждение продуктов сгорания природного газа в конденсационных теплоутилизаторах // Промышленная энергетика. – 2010. - №4.
5. И.Д. Аникина, Н.Т. Амосов Использование методов имитационного моделирования для повышения эффективности ТЭЦ // Научно-практическая конференция с международным участием «Неделя науки 2015», Санкт-Петербург, 30 ноября 2015.

УДК 621.181

С.А. Лямин, А.П. Парамонов, А.А. Тринченко
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

ВЕРИФИКАЦИЯ МОДЕЛЕЙ РАСЧЁТА ТОПОЧНОГО ПРОЦЕССА ГАЗОВОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОТЛА

Введение. Образующиеся при работе тепловых электрических станций вредные газообразные выбросы оксидов азота (NO_x) вносят значительный вклад в загрязнение атмосферы [1]. Наиболее эффективным способом снижения этих выбросов являются системы газоочистки, однако, ввиду их высокой стоимости, применение данного подхода в настоящее время весьма ограниченно. При сложившейся в Российской Федерации нормативно-правовой базе в области защиты окружающей среды от загрязнения предприятиями энергетики, рациональным подходом для решения вопроса можно считать использование технологических методов снижения вредных газообразных выбросов, к которым относится внедрение низкоэмиссионных горелок [2]. Одним из наиболее экономичных подходов для проектирования топки и горелочных устройств, удовлетворяющих требованиям эффективности и экологичности, является численное моделирование. Данный подход позволяет, при относительно малых ресурсных затратах, получать приемлемую точность результатов.

Актуальность. Потребность в модернизации устаревшего энергетического оборудования для повышения эффективности тепловых электростанций, делает актуальным создание моделей для проведения вариантных расчетов экономических и экологических показателей топок и горелочных устройств.

Цель исследования – верификация математических моделей горения газовоздушной смеси в топочной камере энергетического котла.

В процессе работы решены следующие основные задачи:

– выполнен сравнительный анализ различных моделей горения;

– выбраны расчетные модели горения, турбулентности, лучистого теплообмена и генерации оксидов азота;

– на основе экспериментальных данных, полученных Сейром (A. Sayre) и др. [2] в инженерно-исследовательском центре горелочных устройств (BERL), проведена верификация разработанной математической модели, а анализ полученных результатов позволил сделать выводы о ее практической применимости. Верификация математической модели проводилась путём моделирования процесса горения в газовой камере сгорания мощностью 300 кВт. Данная камера сгорания использовалась в центре BERL в ходе исследований

“Scaling 400” для экспериментального изучения топочного процесса. Эскиз камеры сгорания представлен на рисунке 1. Камера сгорания восьмиугольная в сечении, с коническим сужением и цилиндрическим отводом продуктов сгорания. Вихревая горелка камеры сгорания имеет 24 радиальных отверстия для подачи природного газа. Воздух подаётся на вход горелки предварительно закрученным.

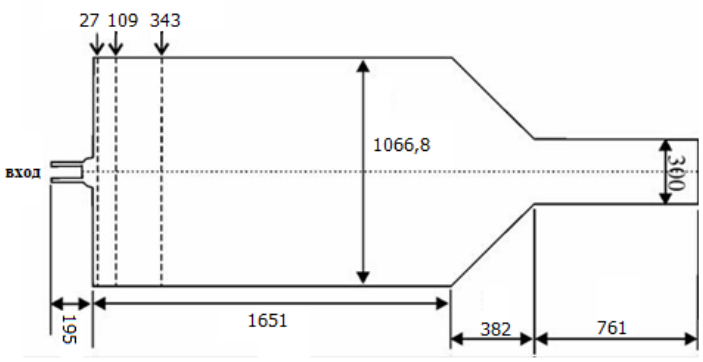


Рисунок 1 – Эскиз камеры сгорания

Тестирование модели выполнено в программном пакете ANSYS Fluent. Постановка задачи – двухмерная, осесимметричная с разбиением расчётной области структурированной сеткой. В качестве граничных условий использованы экспериментальные данные полученные в [3]. Для моделирования топочного процесса выбрана k-ε Realizable модель турбулентности со стандартными пристеночными функциями, модель лучистого теплообмена – дискретных ординат (Discrete Ordinates). Выбор модели горения в процессе расчета осуществлялся между моделями Species Transport и Non-Premixed Combustion. В ходе верификации получены расчётные значения скоростей, массовых концентраций O_2, NO_x, CO_2, и полей температур в контрольных сечениях камеры сгорания. Согласно полученным результатам, модель горения Non-Premixed Combustion в целом даёт наиболее приемлемые результаты, требуя при этом меньших затрат машинного времени. Сравнения расчётных значений с экспериментальными данными BERL [3] показывает их хорошее совпадение. На рисунке 2 представлено сравнение расчётных и экспериментальных профилей концентрации кислорода в сечении 27 мм и оксидов азота в сечении 109 мм. Зелёные точки соответствуют экспериментальным данным BERL, чёрные – расчётные по модели Non-Premixed Combustion, красные – по модели Species Transport.

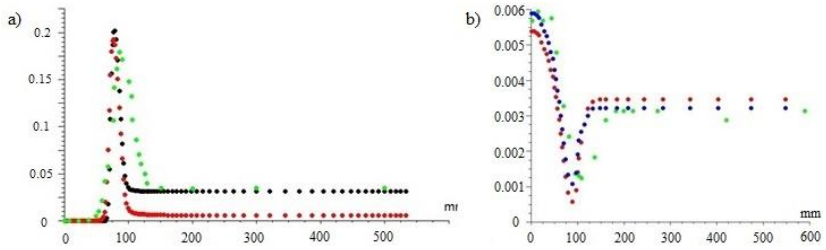


Рисунок 2 – Концентрации кислорода и оксидов азота в сечениях камеры:
a) – концентрация O_2 в сечении 27 мм; b) – концентрация NOx в сечении 109 мм

В целом полученные результаты указывают на хорошую корреляцию расчетных и экспериментальных данных и могут быть использованы при проектировании низкотоксичных камер сгорания и горелочных устройств.

Выводы. Использованная математическая модель топочного процесса в топке газового энергетического котла позволяет расчетным путем, до проведения натурных экспериментов, получить близкие к реальным поля скоростей, температур и концентраций реагирующих компонентов. Сравнение используемых моделей горения показало, что модель Non-Premixed Combustion даёт наиболее близкие к экспериментальным результаты, требуя при этом наименьших затрат машинного времени.

ЛИТЕРАТУРА

1. Оксиды азота и теплоэнергетика: проблемы и решения / Ю.С. Ходаков. – 2-е изд., доп. – М. : ООО "ЭСТ-М", 2001. – 432 с.
2. Шульман В.Л. Тепловые электрические станции в окружающей среде современного мира. Екатеринбург: ООО Издательство “Сократ”, 2010. – 376 с.
3. A. Sayre, N. Lallement, J. Dugu, and R. Weber. Scaling Characteristics of Aerodynamics and Low-NOx Properties of Industrial Natural Gas Burners, The SCALING 400 Study, Part IV: The 300 KW BERL Test Results. IFRF Doc No F40/y/11, International FlameResearch Foundation, Netherlands. 1994.

УДК621.039

Д.В. Головаха, М.Ю. Сергеев
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

АНАЛИЗ ОПТИМАЛЬНЫХ РЕЖИМОВ ТЕЧЕНИЯ ДВУХФАЗНОГО ПОТОКА В ПАРОГЕНЕРАТОРЕ МОДУЛЬНОЙ РЕАКТОРНОЙ УСТАНОВКИ

Введение. Современная тенденция использования атомных станций малой мощности в качестве источника электроэнергии для удаленных и изолированных районов страны влечет за собой задачу создания надежного теплообменного оборудования ограниченных размеров.

Актуальность. При течении пароводяной смеси в каналах парогенератора возможно проявление кризиса теплообмена, что может привести к нестабильным и даже аварийным режимам работы оборудования.

Цель исследования. Объектом исследования являются экспериментальные данные, полученные Королевским технологическим институтом (Швеция), по изучению дисперсного потока в стационарных условиях. С учетом поставленной цели – обосновать надежность режима течения двухфазного потока в канале парогенератора, решались следующие задачи:

1. Определение граничного значения относительной энтальпии потока.
2. Сравнение методик определения кризиса теплообмена 2 рода.

Развитие кризиса теплообмена 2 рода связано с выкипанием жидкости в тонком пристенном слое. Данный режим возможен только в случае дисперсно-кольцевого режима течения в канале. При этом значительное ухудшение теплообмена будет наблюдаться в том случае, если в канале отсутствует

орошение плёнки и стенки каплями из ядра потока. При обработке данных координата кризиса теплообмена 2 рода определялась двумя способами: по формуле Сергеева В.В.[1] и по наступлению кризиса гидравлического сопротивления, определяемого по нормативному методу[2]. По мере испарения жидкости и образования микроплёнки на стенке парогенерирующего канала можно наблюдать падение коэффициента гидравлического сопротивления, что косвенно укажет на начало участка ухудшенного теплообмена. [3] На рисунке 1 показаны различия координат $x_{гр}$ в отдельном опыте. На нём же приведен график потерь гомогенного потока.

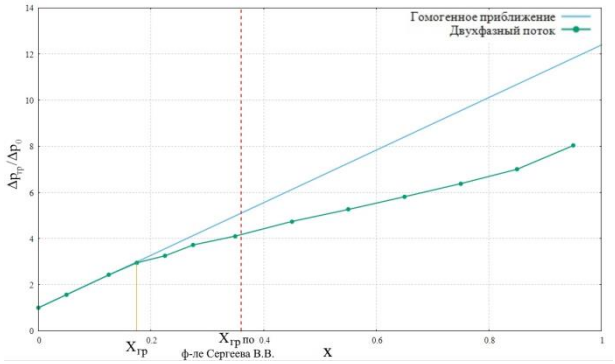


Рисунок 1 – Координата начала кризиса теплообмена 2 рода, рассчитанная по эмпирической формуле и найденная по началу кризиса гидравлического сопротивления

Также в некоторых опытах отсутствовал кризис гидравлического сопротивления. На рисунке 2 представлена диаграмма, зависимости $x_{гр}$ от комплекса массовой скорости и давления (W_m·p).

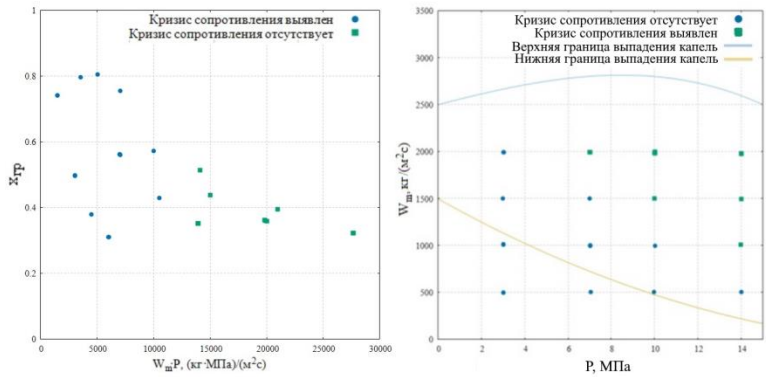


Рисунок 2 – Зависимость проявления кризиса гидравлического сопротивления от массовой скорости и попадание экспериментальных данных в диапазон выпадения капель в канале.

Из серии опытов, где наблюдается кризис гидравлического сопротивления, получено среднее расхождение эмпирической формулы Сергеева В.В. и нормативного метода равное $\Delta x_{гр} = 0{,}12$. Таким образом, заметное падение сопротивления, свидетельствующее о высыхании плёнки, определяемое по нормативному методу, заметно для тех опытов, где значения комплекса (W_m· p) принимали значения более 11000 $\frac{кг \cdot МПа}{м^2 \cdot с}$. Опыты, где не был выявлен кризис сопротивления лежат вблизи нижней границы выпадения капель, соответственно более высокие массовые скорости не позволяли каплям выпасть на пленку, и кризис теплообмена сопровождался кризисом сопротивления. Точное

определение кризиса теплообмена второго рода, и недопущение его позволит избежать высыхания пленки в канале парогенератора, а соответственно и отложения солей, ухудшающих теплообмен и гидравлические свойства, влияющих на долговечность оборудования[4]. Ввиду малых размеров парогенераторов реакторов интегральной компоновки выбор режима течения необходимо обосновывать расчётами, с целью избежать кризиса.

Выводы. Определение длины обогреваемого участка для вертикальных парогененерирующих каналов является важной задачей при проектировании компактных реакторных установок, одно из требований к которым - маневренность. Для этого необходимо точное определение $x_{гр}$ при различных режимах работы реакторной установки.

ЛИТЕРАТУРА

1. Сергеев В.В. Теплообмен в закризисной зоне парогенерирующих каналов и теплогидравлика ТВС в переходных аварийных режимах: автореф. дисс. … д –ра техн. наук: Обнинск, 2007. − 34 с.
2. Гидравлический расчет котельных агрегатов. Нормативный метод. Ред. Локшин В.А., Петерсон Д.Ф., Шварц А.Л. − М.: Энергия, 1978. − 255 с.
3. Кутепов А. М., Стерман Л. С., Стюшин Н. Г. Гидродинамика и теплообмен при парообразовании. – Изд. 3-е, испр. – М.: Высшая школа, 1986. – 448 с.
4. Кириллов П. Л., Бобков В. П., Юрьев Ю. С. Справочник по теплогидравлическим расчетам (ядерные реакторы, теплообменники, парогенераторы). – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 359 с.

УДК 628.4.04

А.К. Павлова, С.А. Лившиц, Н.А. Юдина
ФГБОУ ВО «КГЭУ»

ВИДЫ КЛАССИФИКАЦИЙ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА И БЫТОВЫХ ОТХОДОВ

Введение. На данный момент проблема экологии является одной из самых главных глобальных проблем. Существует проблема правильного обращения с отходами, образующихся в результате деятельности промышленности, а также в бытовом обращении, надлежащего их хранения, переработки и утилизации. С целью изучения этой стороны производства и жизнедеятельности создаются различные классификации отходов.

Актуальность. Экологические нормативы воздействия на окружающую среду регламентируются Федеральным законом от 10.01.2002 №7-ФЗ (ред. от 27.12.2019) «Об охране окружающей среды», в котором предусмотрены виды ответственности за экологические нарушения, которые попадают под административное, гражданское и уголовное право. В соответствии с классификацией отходов принимаются решения о надлежащем хранении, наиболее эффективной переработке и безопасной утилизации.

Цель исследования: приведение различных видов классификаций бытовых отходов и отходов производства. Задачами исследования явились:

1. раскрытие основных понятий в области отходов;
2. приведение различных видов классификаций отходов.

Основной чертой отходов (промышленных и коммунальных) является то что ими являются остатки сырья, материалов, веществ, продуктов, предметов, которые полностью или частично утратили свои первоначальные потребительские свойства (в ходе производства в случае промышленных отходов или в результате физического или морального износа в случае отходов потребления). Отходы производства включают попутные вещества, которые образуются в производственном процессе и в дальнейшем на этом производстве не используются, а также твердые вещества, улавливаемые при очистке отходящих технологических газов и сточных вод и пр. [1, с.11].

Отходы могут подразделяться по различным параметрам. Среди классификаций отходов существует их разделение, к примеру, по физико-химической характеристике, содержанию опасных веществ, степени опасности [1, с.12] (рис.1).

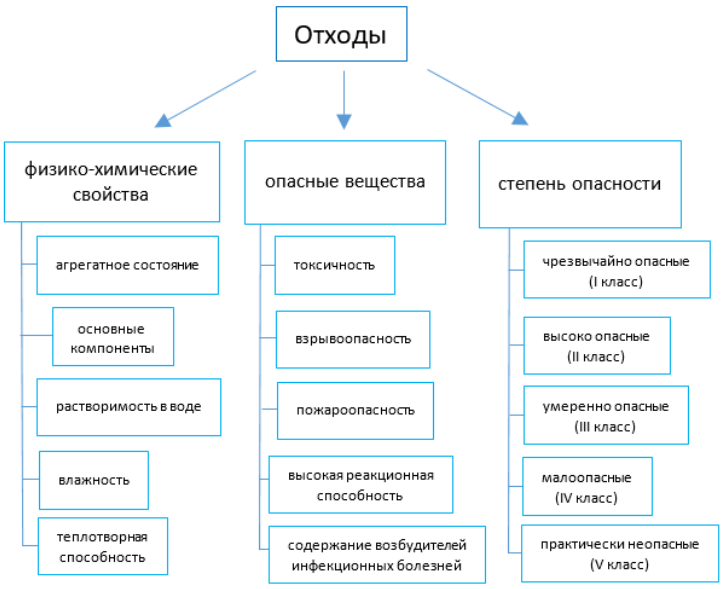


Рисунок 1 – Основные виды классификации отходов

Также, отходы могут подразделяться по исходному сырью, по отрасли, на предприятии которой они были произведены, возможности переработки, качественным характеристикам (легкоутилизируемые, трудноутилизируемые, неутилизируемые), рентабельности переработки и др. [2, с.166].

В соответствии с Приказом Росприроднадзора от 22.05.2017 N 242 (ред. от 04.10.2021) «Об утверждении Федерального классификационного каталога отходов» [3] отходы подразделяются в соответствии с отраслью промышленности, (сельское, лесное хозяйство, добыча полезных ископаемых и др.). В данном классификаторе каждый вид отходов подразделяется по исходному сырью и по принадлежности к определенному производству и технологическому процессу, химическому и (или) компонентному составу, агрегатному состоянию и физической форме, а также классу опасности вида

отходов в зависимости от степени негативного воздействия на окружающую среду [4, с.322].

В современном мире интерес представляет классификация отходов в соответствии с рентабельностью переработки. Переработка и вторичное использование отходов с одной стороны может быть экономически выгодным решением, например, из-за практически полного отсутствия затрат на материалы и сырье. Однако, в случае если использование отходов в качестве сырья повлечет за собой дополнительные затраты и вложения, принятию решения об использовании отходов в качестве сырья должно предшествовать тщательное исследование целесообразности данного мероприятия. Именно для этой цели исследование видов отходов в соответствии с рентабельностью переработки является перспективным направлением исследования.

Выводы: таким образом, в российской практике используется Федеральный классификационный каталог отходов, который соединяет в себе различные виды классификации отходов. Для различных целей можно использовать иные классификации, которые в данный документ не вошли. Оптимальный выбор сочетаний различных видов классификаций позволит достичь целей дальнейшего изучения отходов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Ковалева, О. П. Утилизация промышленных отходов : учебное пособие / О. П. Ковалева. — Санкт-Петербург : СПбГЛТУ, 2021. — 68 с.
2. Елкина Л. Г., Иванова Е. Ю., Шохова П. А. Классификация отходов по критерию эколого-экономической целесообразности их вторичного использования или утилизации //Вестник Уфимского государственного авиационного технического университета. – 2012. – Т. 16. – №. 8 (53). – С. 165-169.
3. Приказ Росприроднадзора от 22.05.2017 N 242 (ред. от 04.10.2021) «Об утверждении Федерального классификационного каталога отходов» URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_218071/2ff7a8c72de3994f30496a0ccbb1ddafdaddf518/
4. Евстигнеева Ю. В., Евстигнеева Н. А. Федеральный классификационный каталог отходов: становление и развитие //Международный студенческий научный вестник. – 2015. – №. 3-3. – С. 321-323.
5. Романюк, Н. В. Реализация инновационных технологий энергетической утилизации отходов при эксплуатации новых жилых массивов / Н. В. Романюк, О. В. Новикова // Современные технологии и экономика энергетики : Материалы Международной научно-практической конференции, Санкт-Петербург, 29 апреля 2021 года. – Санкт-Петербург: Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования "Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого", 2021. – С. 107-109.

УДК 620.91

П.Г. Назарова, Е.П. Корсак
[1]Белорусский национальный технический университет

ВЛИЯНИЕ АТОМНОЙ ОТРАСЛИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

Введение. В нынешнее время атомная энергетика была предложена в качестве экологически чистого источника энергии, в отличие от заводов, которые при своем функционировании выбрасывают CO2 в атмосферу. Но ядерная энергетика — это не всегда чистый источник энергии. Воздействие ядерной энергии на окружающую среду вызывает серьезные опасения, которые необходимо учитывать, особенно до принятия решения о строительстве атомных электростанций.

Актуальность. В нынешнее время развитие ядерной энергетики имеет большое значение в связи с тем, что окружающая среда требует защиты от выбросов, а также отходов ядерной отрасли.

Цель исследования. Выявить основные механизмы влияния ядерной энергетики на окружающую среду.

Основная часть. При анализе влияния ядерной отрасли на экологическое состояние были выявлены следующие аспекты.

1. Углекислый газ. Хотя атомную энергию называют чистым источником энергии, из-за того, что станции не выделяют углекислый газ, но это обманчиво. Атомные электростанции могут не выбрасывать углекислый газ во время работы, но большое количество углекислого газа выпускается при деятельности, связанной со строительством и эксплуатацией станций. Атомные электростанции используют уран в качестве топлива, где в процессе добычи на окружающую среду приходится выделение большого количества углекислого газа. Углекислый газ также выбрасывается в окружающую среду при строительстве новых атомных электростанций. Наконец, транспортировка радиоактивных отходов также вызывает выбросы углекислого газа.[1] 2. Низкий уровень радиации. Атомные электростанции постоянно выбрасывают в окружающую среду низкий уровень радиации. Среди ученых существуют различные мнения по поводу эффектов, вызванные постоянно низким уровнем радиации. Различные научные исследования показали, что у людей, живущих вблизи атомных электростанций – повышенный уровень заболеваемости раком. Было показано, что длительное воздействие низкого уровня радиации повреждает ДНК, а степень ущерба, наносимого низкими уровнями радиации дикой природе, растениям и озоновому слою, до конца не изучена. Так что проводятся дополнительные исследования, чтобы определить масштабы последствий, вызванных низким уровнем радиации в окружающей среде. 3. Радиоактивные отходы. Радиоактивные отходы вызывают огромную озабоченность. Так как отходы атомных электростанций могут оставаться активными в течение сотен тысяч лет, а в настоящее время большая часть радиоактивных отходов атомных электростанций хранится на самой станции.

Из-за нехватки места в итоге радиоактивные отходы необходимо будет переместить, но с этим и связана следующая проблема, что мест для хранения отходов атомной отрасли – нет. Так же есть несколько проблем с захоронением радиоактивных отходов. Отходы будут перевозиться в больших грузовиках, где в случае аварии возможна утечка радиоактивных отходов, также появляется неуверенность в том, протекут ли контейнеры после захоронения отходов. В настоящее время не существует решения проблемы радиоактивных отходов. Некоторые ученые считают, что идея строительства большего количества атомных электростанций и последующего беспокойства об утилизации отходов может привести к опасным последствиям.[2] 4. Система водяного охлаждения. Системы охлаждения используются для предотвращения перегрева атомных электростанций. Существуют две основные экологические проблемы, связанные с системами охлаждения атомных электростанций. Первая связана с тем, что система охлаждения использует воду из источника реки и рыба случайно попадает в воздухозаборник системы охлаждения и погибает. Вторая связана с тем, что после того, как вода используется для охлаждения электростанции, она возвращается в реку. Возвращаемая вода примерно на 25 градусов теплее, чем изначально и более теплая вода убивает некоторые виды рыб и растений. 5. Аварии на атомных электростанциях. По данным Союза ученых, регламентированные процедуры безопасности не соблюдаются для обеспечения безопасности атомных электростанций. Даже при соблюдении всех мер предосторожности нет гарантии, что авария на атомной электростанции не произойдет. В случае аварии на атомной электростанции окружающая среда и окружающие люди могут подвергнуться воздействию высоких уровней радиации. Авария 2011 года на атомной электростанции в Фукусиме, Япония, — одна из самых страшных ядерных катастроф в истории; реакторы были разрушены благодаря цунами после сильного землетрясения.[3] 6. Терроризм. Еще одной проблемой, требующей решения, являются террористические угрозы. Удовлетворительного плана по защите атомных электростанций от терроризма не существует.

Выводы. При подведении итога можно сказать, что чистые источники энергии жизненно важны для окружающей среды. С учетом того, что было сказано выше, при проектировании, а в дальнейшем строительстве и эксплуатации АЭС должно уделяться большое вниманию вопросу экологической безопасности.

ЛИТЕРАТУРА

1. Углекислый газ [Электронный ресурс]/использование углекислого газа/Режим доступа: https://www.nrdc.org/stories/nuclear-power-101//. – Дата доступа:14.04.2022
2. Влияние радиоактивных отходов [Электронный ресурс]/РАУ/Режим доступа: https://sciencing.com/two-environmental-problems-nuclear-power-generating-electricity-19948.html//. – Дата доступа:14.04.2022
3. Авария в Фукусиме газ [Электронный ресурс]/авария/Режим доступа: https://ru.wikipedia.org/wiki//. – Дата доступа:14.04.2022

4. О целесообразности использования ядерного реактора ВБЭР-600 в составе многоцелевого атомно-опреснительного комплекса, для решения проблем водоснабжения региона Крыма и энергоснабжения западной части Краснодарского края / Е. Д. Федорович, С. С. Макухин, С. Х. Газаи [и др.] // Технологии обеспечения жизненного цикла ядерных энергетических установок. – 2021. – № 3(25). – С. 82-93.

УДК 621.039

М.В. Конюшин
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

ВЛИЯНИЕ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ ПАРАМЕТРОВ ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ АЭС В СЛУЧАЕ МЕТОДИКИ ОЦЕНКИ ЕЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ

Введение. При разработке тепловых схем атомных электрических станций (АЭС) существует необходимость в определении оптимальных значений параметров схемы. Современные реалии диктуют необходимость нахождения оптимальных значений параметров тепловых схем АЭС в наиболее короткое время.

Актуальность. В случае применения методов оценки показателей параметров тепловых схем рассматривается взаимосвязь только определенного ряда параметров тепловой схемы АЭС и происходит нахождение оптимальных значений этих параметров. Однако, возникают сложности с определением исходных приближений параметров в случае их неопределенности, т. е. в случае недостаточности исходной информации о значениях параметров тепловой схемы.

Цель исследования. Рассмотрим влияние неоднозначно определенных параметров тепловой схемы АЭС применительно к методике оценки оптимальных значений параметров тепловой схемы АЭС, приведенной в работе [1] и основанной на результатах исследований из [2] на примере тепловой схемы АЭС с паротурбинной установкой К-1200-6,8/50. Согласно предположению авторов методики, наиболее значащими параметрами при определении эффективности тепловой схемы АЭС являются: давление пара перед турбиной; давление пара в первом отборе турбины; разделительное давление; давление отработавшего в турбине пара; отношение числа отсеков в цилиндрах высокого и низкого давления; отношение средних внутренних относительных КПД для перегретого пара в цилиндрах высокого и низкого давления; коэффициент, определяющий влияние влаги на КПД цилиндров; потери с выходной скоростью и минимальное значение температурного напора во второй ступени пароперегревателя. После выполненного первоначального моделирования тепловой схемы паротурбинной установки К-1200-6,8/50, выполненной в САПР United Cycle без учета влияния КПД турбинных ступеней согласно подходу, представленному в [3], было определено, какие параметры тепловой схемы являются однозначно определимыми, а какие не могут быть определены из рассчитанной математической модели. Неопределенными параметрами стали

следующие: отношение средних внутренних относительных КПД для перегретого пара в цилиндрах высокого и низкого давления; коэффициент, определяющий влияние влаги на КПД цилиндров; потери с выходной скоростью. Далее рассмотрим влияние неоднозначно определенных параметров на результаты оценки показателей параметров тепловой схемы АЭС. Согласно методике из работы [1], параметры учитываются в математической модели через свои относительные значения. Обозначим, как и авторы методики, указанные ранее неоднозначно определимые параметры, как *V5*, *V7*, *V8*. Все остальные параметры задаются постоянными значениями из результатов моделирования в САПР United Cycle. Путем варьирования параметров *V5, V7, V8* были найдены распределения электрического КПД рассматриваемой тепловой схемы. Пример распределения относительно параметров *V5* и *V7* приведен (рисунок 1). Для всех найденных распределений наибольшее значение КПД достигалось в случае минимальных значений *V7* и *V8*, что и было ожидаемо, так как минимальные значения этих параметров говорят о низких потерях с выходной скоростью и низком влиянии влажности на относительный КПД турбинных отсеков. Однако, наибольшие значения КПД достигались в случае максимального значения параметра *V5,* что говорит о необходимости разработки такого проточной части турбины для которой конструкция турбинных ступеней цилиндра высокого давления должна быть более совершенной, чем конструкция турбинных ступеней цилиндра низкого давления, что физически невозможно сделать, так как цилиндр низкого давления работает в области перегретого и влажного пара, а цилиндр высокого давления – только в области влажного пара.

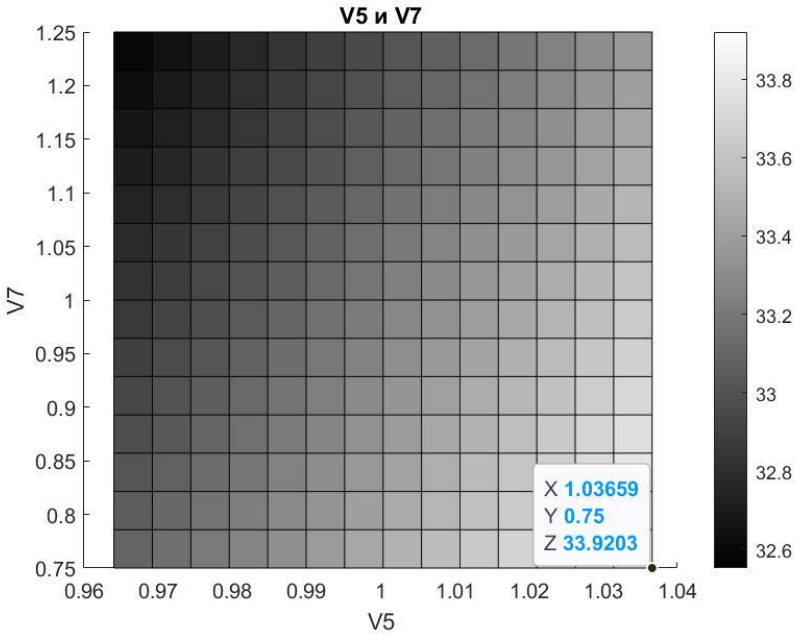


Рисунок 1 – Значения электрического КПД при изменении параметров *V5* и *V7*.

Выводы. Согласно найденным результатам в случае использования предложенной авторами работы [1] методики и неопределенности некоторых параметров могут возникнуть некорректные предположения относительно значений оптимальных параметров тепловой схемы АЭС. Таким образом, для

снижения влияния неопределенных параметров, которые характеризуются конструкцией проточной части турбины, при определении оптимальных значений параметров тепловых схем с использованием математического моделирования необходимо одновременно определять также характеристики турбинных ступеней, что является отдельной оптимизационной задачей.

ЛИТЕРАТУРА

1. Байбаков В.Д., Зорин В.М. Методика оценки оптимальных значений параметров тепловой схемы паротурбинной установки АЭС // Вестник МЭИ. № 5. 2006. С. 63-66.
2. Зорин В.М., Байбаков В.Д. Оптимизация разделительного давления турбин АЭС// Теплоэнергетика. № 10. 2003. С. 54-60.
3. Вольский А.В., Колбанцев Ю.А., Конюшин М.В. Анализ влияния учета кривых КПД отсека последней ступени паровой турбины при имитационном моделировании тепловой схемы ПТУ К-1200-6,8 // Неделя науки СПбПУ. Материалы научной конференции с международным участием. Институт энергетики. Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого. 2019. С. 141-143.

УДК 621.0: 331.453

А.Л. Буров, А.Г. Герасимова, А.А. Павловская
Белорусский национальный технический университет

РАЗРАБОТКА СТАНДАРТА ГОСУДАРСТВЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ «БЕЛОРУССКАЯ АЭС» «ПРАВИЛА ОХРАНЫ ТРУДА ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТЕПЛОМЕХАНИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ И ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ АТОМНОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ»

Введение. В связи с вводом в эксплуатацию первого энергоблока Белорусской АЭС (и соответственно с его первым планово-предупредительным ремонтом, в который энергоблок был выведен 25 апреля 2022 года), а также физическим пуском второго энергоблока на первое место выходят вопросы обеспечения безопасной эксплуатации атомной электростанции. Большое значение при этом имеет нормативно-техническая документация в области ядерной и радиационной безопасности, в особенности касающаяся вопросов охраны труда.

Актуальность. Данная работа выполнялась в рамках Поручения ГПО «Белэнерго» в связи с началом промышленной эксплуатации энергоблока №1. Основной задачей настоящей работы являлось совершенствование нормативной базы государственного предприятия «Белорусская АЭС».

Цель работы. Целью работы являлась разработка стандарта государственного предприятия «Белорусская АЭС» «Правила охраны труда при эксплуатации тепломеханического оборудования и тепловых сетей атомной электростанции».

Для успешного ввода в эксплуатацию и последующей эксплуатации Белорусской АЭС жизненно необходимо постоянно руководствоваться техническими нормативно-правовыми актами (ТНПА), определяющими требования к безопасной эксплуатации атомной электростанции. Особую роль в

системе нормативно-технической документации, регламентирующей деятельность АЭС, являются стандарты предприятия по охране труда, оказывающие как непосредственное, так и косвенное влияние на безопасность персонала станции и всей АЭС.

В настоящем стандарте реализованы положения [1,2]. Также настоящий стандарт предприятия хорошо согласовывается с [3], действующим в традиционной тепловой энергетике Республики Беларусь.

В процессе работы был проведен анализ законодательных актов, относящихся к предмету правового регулирования стандарта государственного предприятия «Белорусская АЭС», который показал, что вышеупомянутый стандарт государственного предприятия хорошо соотносится с [1], а также иными актами законодательства.

В процессе работы был проведен анализ НПА и ТНПА иностранных государств, относящихся к предмету правового регулирования СТП, и практики их применения. При подготовке СТП учитывался опыт наилучших положительных зарубежных практик в области обеспечения ядерной и радиационной безопасности (в том числе Российской Федерации), на которые ориентируется Республика Беларусь в развитии своей национальной инфраструктуры регулирования и использования атомной энергии.

Анализ международных договоров Республики Беларусь и иных международно-правовых актов, содержащих обязательства Республики Беларусь, относящихся к предмету правового регулирования СТП, и практики их применения показал, что международные договоры и иные международно-правовые акты, содержащие обязательства Республики Беларусь в части установления требований к правилам охраны труда при эксплуатации тепломеханического оборудования и тепловых сетей атомной электростанции, отсутствуют.

Обеспечение требований к вышеуказанным правилам имеет сугубо организационно-технический аспект и не является темой для проведения научного исследования в области права.

Для разработки СТП заказчиком были предоставлены исходные данные, коими являлись ТНПА, которые в настоящее время являются действующими в Республике Беларусь.

Структура разработанного СТП соответствует рекомендованным правилам построения, изложения, оформления и содержания стандартов ГПО «Белэнерго». Во многом за основу были приняты положения, реализованные в [4].

СТП содержит требования к таким разделам охраны труда, как содержание территории, обслуживание тепломеханического оборудования, в том числе реакторной установки, производство сварочных работ, дефектоскопия тепломеханического оборудования, работы в резервуарах, производство газоопасных работ, ремонт вращающихся механизмов, обслуживание оборудования химических цехов, обслуживание воздушных компрессоров и

воздухопроводов, химической очистка оборудования и его дезактивация, е и дезактивации оборудования, очистка сточных вод, содержание помещений и рабочих мест, котельные установки АЭС, обслуживание, дефектоскопия и ремонт трубопроводов как первого, так и второго контуров АЭС, а также трубопроводов вспомогательных систем, включая трубопроводы котельных установок.

Особо нужно отметить разделы, посвященные организационным мероприятиям, направленным на обеспечение безопасности выполнения работ с повышенной опасностью, так как для их разработки была проделана как большая работа по актуализации и адаптации их как к существующей нормативной базе Республики Беларусь верхнего уровня, так и соответствие его действующему в настоящее время на Белорусской АЭС [5].

Таким образом, настоящий стандарт предприятия является важным вкладом как в развитие нормативно-технической базы Белорусской АЭС, так и в общее обеспечение безопасности атомной энергетики в Республике Беларусь.

ЛИТЕРАТУРА

1. Закон Республики Беларусь от 30 июля 2008 г. №426-З «Об использовании атомной энергии». - Зарегистрирован в Национальном реестре правовых актов Республики Беларусь 31.07.2008 №2/1523.
2. Закон Республики Беларусь от 18 июня 2019 г. № 198-З «О радиационной безопасности». - Зарегистрирован в Национальном реестре правовых актов Республики Беларусь 26.06.2019 №2/2636.
3. ТКП 608-2017 (33240) Теплотехническое оборудование электростанций и тепловых сетей. Правила по обеспечению безопасности при эксплуатаци». – Минск: Министерство энергетики Республики Беларусь, 2017. – 203 с.
4. СТО 1.1.1.02.001.0673-2017 Правила охраны труда при эксплуатации тепломеханического оборудования и тепловых сетей атомных станций. Москва: АО «Концерн Росэнергоатом», 2017. – 154 с.
5. Положение о применении форм нарядов-допусков при выполнении работ на Белорусской АЭС и взаимодействии по вопросам охраны труда с подрядными организациями № 578/46ПО-21. – Островец: РУП «БелАЭС», 2021. – 57 с.
6. О развитии нормативной базы обеспечения целостности оборудования и трубопроводов атомных станций / М. И. Антонов, А. И. Аржаев, К. А. Аржаев [и др.] // Современные технологии и экономика в энергетике (МТЕЕ – 2020) : материалы международной научно-практической конференции, Санкт-Петербург, 23 апреля 2020 года. – Санкт-Петербург: ПОЛИТЕХ-ПРЕСС, 2020. – С. 74-76.

УДК 620.9

К.О. Потоцкая, В.А. Галынская
Белорусский Национальный Технический Университет

ВЫЯВЛЕНИЕ ПЕРСПЕКТИВ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЗАМКНУТОГО ЯДЕРНОГО ТОПЛИВНОГО ЦИКЛА

Введение. На данном этапе существования атомной энергетики стоят две чрезвычайно важные проблемы: накопление и хранение отработавшего ядерного

топлива (далее ОЯТ) и истощение запасов природного урана. Решение этих проблем в ближайшем будущем видится в создании замкнутого ядерного топливного цикла (далее ЗЯТЦ).

Актуальность. В настоящее время запасы природного урана сильно сократились. Замкнутый топливный цикл также позволит расширить топливную базу атомной энергетики и сократить количество радиоактивных отходов.

Цель исследования: Сравнение ОЯТ и REMIX топлива, оценка безопасности и экологичности. Ядерное топливо – топливо, изготавливаемое для реакторов атомных электростанций, не подлежащее повторному использованию после отработки на станции. К проблемам обращения с ОЯТ можно отнести его высокую активность, серьёзное тепловыделение после выгрузки из реактора и наличие в его составе большого количества делящихся веществ. Большую роль в ОЯТЦ играет проблема накопления отработавшего ядерного топлива. В таблице 1 приведены данные в мировой атомной энергетике с прогнозом до 2050 года. [1]

Таблица 1 - Данные по мировому накоплению ОЯТ

Год	Количество образовавшегося ОЯТ (тонн)	Количество делящихся материалов в ОЯТ	
		Плутоний (тонн)	Уран-235 (тонн)
2000	200 000	1 500	2 200
2010	300 000	2 300	3 450
2025	550 000	4 000	6 000
2050	800 000	6 000	9 000

Исходя из данных таблицы можно сделать вывод, что с каждым годом количество ядерных отходов неумолимо растёт. Это негативно сказывается как на безопасности человечества (нельзя отрицать утечку радиации из захороненного топлива), так и на экологии планеты. REMIX топливо – топливо, изготавливаемое на основе смеси изотопов урана и плутония (уран-плутониевого регенерата), которую выделяют из отработавшего ядерного топлива, очищенного от продуктов деления и минорных актиноидов, и смешанного с обогащённым природным ураном.

Тогда примерный состав такого топлива будет выглядеть так:

$$1 - 1{,}5\%^{239}Pu + 2{,}5 - 3\%^{235}U + {}^{238}U, [3]$$

К основным плюсам такого топлива можно отнести полное использование потенциала ядерного топлива, многократный рецикл получаемых после переработки отработавших ядерных отходов плутония и урана в реакторах, экологическая безопасность, которая достигается не техническими способами, а непосредственно отсутствием активности, превышающей природные уровни, а также отсутствие необходимости в переоборудовании имеющихся реакторов. [2] Однако, главным минусом использования таких технологий является дороговизна и сложность переработки отработавшего ядерного топлива, а также внесение изменений в структуру замены топлива, так как REMIX топливо, в отличие от привычного, имеет повышенную активность. Закрытый ядерный

топливный цикл – цикл, в котором подпиткой активной зоны делящимися нуклидами являются только нуклиды, извлекаемые из его отработавшего ядерного топлива. Представим его на рисунке 1.

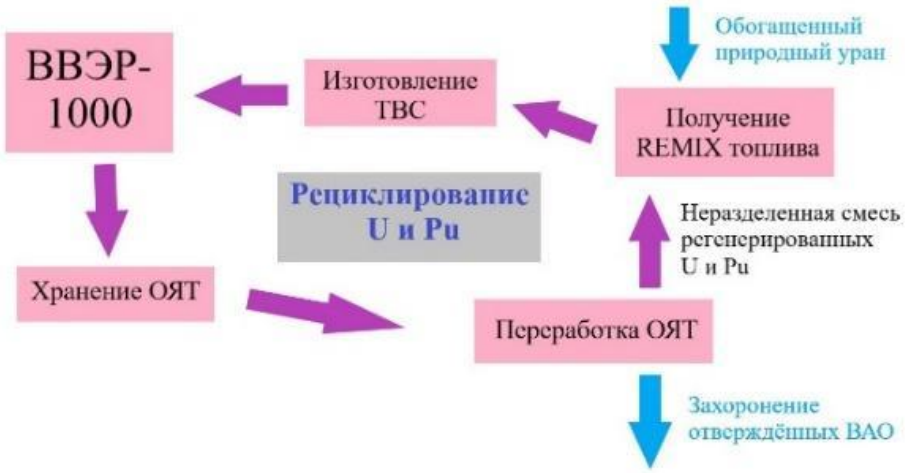


Рисунок 1 - ЗЯТЦ на REMIX топливе с реакторами ВВЭР [3]

Следует также отметить, что в обязательства поставщика топлива входит завоз, вывоз и хранение ОЯТ. Для Белорусской АЭС таким поставщиком является Российская Федерация. Можно предположить, что в будущем, при удачной реализации проекта закрытого ядерного топливного цикла и переработки ОЯТ в REMIX топливо в России, Республика Беларусь так же сможет без дополнительных затрат перейти на данный вид топлива для атомной энергетической станции. А пока на территории республики в стадии разработки находится лишь временное хранилище отработавшего ядерного топлива. В Росси же сейчас лишь проводятся эксперименты с REMIX топливом. Экспериментальные ТВЭЛы с таким топливом, помещенные на Балаковской АЭС в реакторе ВВЭР-100 в состав обычных ТВС (3 ТВС-2М по 6 REMIX ТВЭлов в каждой), уже успешно прошли опытную эксплуатацию, были извлечены в сентябре 2021 года и помещены на двухлетнюю выдержку для дальнейших исследований в НИИАР. [1]

Выводы. Таким образом, сравнив два ядерно-топливных цикла можно сделать вывод, что на данном этапе проект ЗЯТЦ является перспективным этапом будущего, благодаря которому возможно будет сократить использование залежей природного урана и количество ядерных отходов до минимума, улучшить экологическую обстановку и создать благоприятную почву для ядерной безопасности в мире.

ЛИТЕРАТУРА

1. С.М. Качан «Отработавшее ядерное топливо и ядерно-топливный цикл»: лекция РАО. – Минск: Белорусский национальный технический университет, 2020.
2. О проекте – Проект «Прорыв» Росатом // URL: https://proryv2020.ru/ .
3. Вовлечение продуктов переработки ОЯТ в топливный цикл тепловых реакторов // URL: http://sosny.bas-net.by/wp-content/blogs.dir/2/files/2015/11/bul_2015_2.pdf
4. Ваганов, А. М. Обоснование выбора модели теплопроводности для ремикс-топлива / А. М. Ваганов, И. Л. Парамонова // Современные технологии и экономика энергетики :

Материалы Международной научно-практической конференции, Санкт-Петербург, 29 апреля 2021 года. – Санкт-Петербург: Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования "Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого", 2021. – С. 82-84.

УДК 621.438

Д.А. Трещёв, М.А. Трещёва, Д.А. Колбанцева
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ ОТНОСИТЕЛЬНОЙ ЭКОНОМИИ ТОПЛИВА ПРИ ВЫБОРЕ ОПТИМАЛЬНОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ДЛЯ ТЕПЛОФИКАЦИОННОЙ ПГУ

Введение. Формирование сбалансированной, эффективной структуры генерирующих мощностей является одним из основных направлений достижения стратегических целей российской энергетики [1]. При создании оптимальной структуры энергосистемы на региональном уровне, в современных экономических условиях, необходимо учитывать интересы частных энергокомпаний, чье влияние существенно возросло и поменяло набор критериев оценки эффективности принимаемых инвестиционных решений [2]. За последние двадцать лет, теплофикационные парогазовые установки (ТПГУ) зарекомендовали себя как высокоэффективное технологические решение, широко применяемое при модернизации основных фондов энергокомпаний. Дальнейшая ориентация на повышение эффективности отечественной энергетики потребует расширения использования ПГУ для нужд комбинированного производства электрической и тепловой энергий.

Актуальность. В современных экономических условиях, ведущую роль играют критерии коммерческой эффективности и рисков разрабатываемых мероприятий. Окончательный состав критериев оптимизации может существенно варьироваться для различных групп субъектов отношений (энергокомпании, органы власти и др.) [2].

Цель исследования. Оценить возможность использования показателя относительной экономии топлива от комбинированной выработки (далее относительная экономия) при выборе оптимальной энергосистемы для внедрения ТПГУ.

В современных экономических условиях применение показателя относительной экономии при проведении оптимизационных исследований допустимо поскольку максимальному приросту чистого дисконтированного дохода от теплофикации соответствует максимальное снижение суммарных издержек ТЭЦ и максимальное значение показателя относительной экономии [3].

В общем виде формула для относительной экономии может быть представлена следующим образом [3]:

$$\overline{\Delta Q}_{\text{топ}} = 1 - \frac{\frac{\eta_{\text{КЭС}}}{\eta_{\text{итт}}} \cdot \left(1 + \frac{1}{y}\right)}{1 + \frac{1}{y} \cdot \frac{\eta_{\text{КЭС}}}{\eta_{\text{ВК}}}}$$

где $\eta_{КЭС}$ - КПД замещающей КЭС; $\eta_{итт}$ - коэффициент использования теплоты топлива; $\eta_{ВК}$ - КПД замещающей водогрейной котельной; y - коэффициент выработки электрической энергии на тепловом потреблении.

При заданном типе и характеристиках оборудования изменение показателей $\eta_{ВК}$ и $\eta_{КЭС}$ дает возможность выбрать внешние условия, обеспечивающие максимизацию показателей эффективности инвестиционного проекта.

Проведено исследование для энергоблока ПГУ-450. Рассматриваемый режим теплоотпуска – двухступенчатый подогрев сетевой воды с температурным графиком 110/55. Температура наружного воздуха 0 ºС. На рисунке 1 представлена зависимость относительной экономии для ТПГУ при тепловых нагрузках 100 Гкал/ч и 260 Гкал/ч и варьировании электрической нагрузки в пределах от 300 до 450 МВт и следующих внешних условиях: $\eta_{ВК}$ = 93 %, а $\eta_{КЭС}$ 40 - 55%.

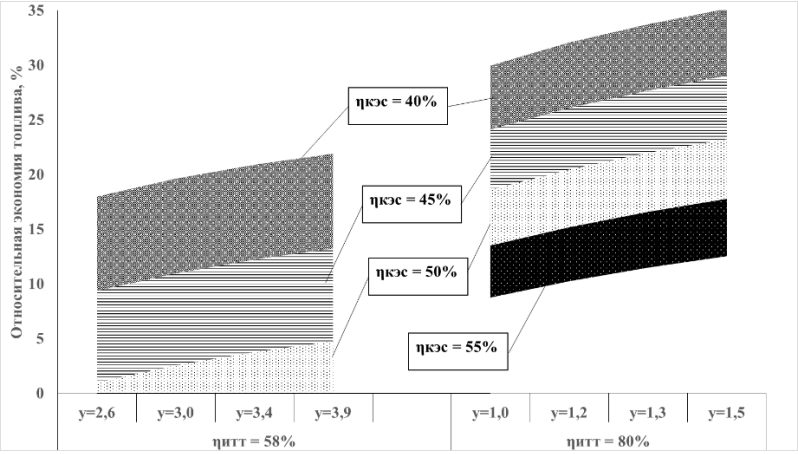


Рисунок 1 – Относительная экономия ПГУ-450

Наиболее существенное влияние оказывает $\eta_{КЭС}$. При изменении $\eta_{КЭС}$ на 10-20%, относительная экономия меняется на 10-25%. Показатель $\eta_{ВК}$ варьируется незначительно и его влияние невелико (0,5-1,5%). Важную роль играет фактический режим работы ТПГУ. Варьирование тепловых и электрических нагрузок влияет на $\eta_{итт}$ и y и дает прирост относительной экономии на 1 - 15% (наибольшее влияние оказывает изменение тепловой нагрузки). В ряде случаев, при высоком $\eta_{КЭС}$ и малой присоединенной тепловой нагрузке, возможно возникновение ситуации, когда относительная экономия может не наблюдаться. Для исследуемой ТПГУ этот эффект будет наблюдаться при $\eta_{КЭС}$ выше 55% и тепловых нагрузках ниже 100 Гкал/ч.

Выводы.

1. В современных экономических условиях показатель относительной экономии может быть использован для предварительной оценки эффективности сооружения ТПГУ в разных энергосистемах.

2. Наибольшее влияние на показатель относительной экономии оказывает эффективность замещающей КЭС. С уменьшением $\eta_{КЭС}$ показатель относительной экономии растет.

3. Для энергоблока ПГУ-450, при работе с максимальными тепловыми и электрическими нагрузками и $\eta_{КЭС} = 40\%$ (типовой паротурбинный энергоблок К-300-240) относительная экономия 32%, а при $\eta_{КЭС} = 50\%$ (конденсационный энергоблок ПГУ-450) относительная экономия 19,6%.

ЛИТЕРАТУРА

1. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года [Электронный ресурс] // Министерство энергетики РФ. 2020. – С. 8. Режим доступа: https://minenergo.gov.ru/node/1026 (дата обращения: 22.03.2022);
2. Н.И. Воропай, А.М. Клер, Ю.Д. Кононов, Б.Г. Санеев, С.М. Сендеров, В.А. Стенников. Методические основы стратегического планирования развития энергетики // Энергетическая политика. 2018. № 3. С. 35–44;
3. А.А. Калютик, Д.А. Трещёв, М.А. Трещёва. Использование показателя относительной экономии топлива для оптимизации параметров теплофикационной ПГУ // Материаловедение. Энергетика. 2020. Т. 26. № 4. С. 51–63.

УДК 504.064.47

А.А. Калютик[1], В.С. Модестов[1], А.И. Аржаев[2], В.О. Маханев[2], А.А. Аржаев[3]
[1] Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого
[2] ООО «НПО «ДИАПРОК»
[3] АНО МЦЯБ

К ВОПРОСУ ОБ ОЦЕНКЕ ПРОЧНОСТИ КОРПУСОВ РЕАКТОРОВ ВВЭР ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Требования к расчету на прочность оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок установлены в документе ПНАЭ Г-7-002-86 [1], который, как минимум, в течение последних 20 лет Ростехнадзор включает в перечни действующих документов уровня федеральных норм и правил в области использования атомной энергии (ФНП), например, в П-01-01-2021 [2].

Требования документа [1] распространяются и на расчеты прочности корпусов реакторов (КР) ВВЭР всех поколений и модификаций - ВВЭР-440/1000/1200 – и при проектировании, и при эксплуатации.

Однако с 2005 г. оценку прочности КР в отрасли на этапе эксплуатации стали выполнять по руководящему документу эксплуатирующей организации – АО «Концерн Росэнергоатом» [3], требования которого отличались от требований раздела 5.8 ПНАЭ Г-7-002-86 [1], как показано на рисунке 1.

С 1989 г. на АС РФ не выполняется в полном объеме требование ПНАЭ Г-7-002-86 [1] (пункт 5.8.1.8, подпункт 2), которое устанавливает связь оценок сопротивления хрупкому разрушению при эксплуатации оборудования и

трубопроводов АЭУ с результатами неразрушающего контроля состояния металла: «При необходимости проведения расчетов оборудования и трубопроводов, находящихся в эксплуатации, изготовлении или монтаже, или законченных рабочим проектированием на момент введения в действие настоящих норм допускается: …

2) для оборудования и трубопроводов, находящихся в эксплуатации ... определить параметры дефектов, допускаемых по условиям обеспечения прочности, и путем контроля подтвердить отсутствие в оборудовании и трубопроводах дефектов, параметры которых превышают допускаемые по расчету ...».

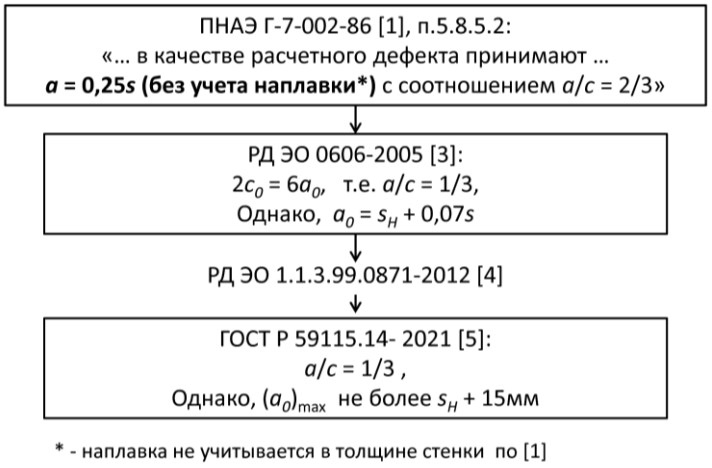


Рисунок 1: Эволюция схем оценки прочности КР на АС РФ при эксплуатации в 2005-2021 г. [1, 3, 4, 5]: s - толщина стенки КР; s_H - толщина наплавки; a_0 и c_0 – начальные размеры постулированной трещины

Указанное требование по состоянию на апрель 2022 г. не обеспечено на АС РФ (1) ни сведениями по параметрам дефектов, допускаемых по условиям обеспечения прочности КР (этих сведений нет в НП-084-15 [6]), (2) ни системами неразрушающего контроля (НК) состояния металла КР, отвечающими требованиям п.61 НП-084-15 [4] и НП-071-18 [7]. Последняя оценка подтверждена информацией с сайта Госкорпорации «Росатом» [8], где отсутствуют сведения по персоналу, выполнявшему НК в процессе оценки соответствия в форме аттестационных испытаний согласно ГОСТ Р 50.04.07 [9].

Требование ПНАЭ Г-7-002-86 [1] (пункт 5.8.1.8, подпункт 2) крайне актуально для корректной оценки технического состояния КР, в существенной степени подверженных деградации вследствие старения, и достойно преемственности в новом документе ФНП взамен [1].

В обзоре [10] приведены требования по выбору постулируемого дефекта при оценке сопротивления КР хрупкому разрушению в РФ и некоторых европейских странах; далее рассмотрены следующие:

- в РФ применяют оценку согласно [4]: $a/c = 1/3$; тип поверхностной трещины полуэллитпическая (в том числе, и для поднаплавочных трещин) с размерами $a = s_H + 0{,}07s$; для поднаплавочной трещины $a = 0{,}07s$;

- Украина: $a/c = 1/3$, дополнительно рассматривают $a/c = 1/2$ и $a/c = 2/3$ (значения a и c должны быть не менее, чем размеры трещин, уверенно выявляемых при НК; в случае НК – $a = 0{,}125s$ (где в этот размер входит толщина наплавки); в ином случае – $a = 0{,}25s$;

- Чехия и Словакия: $a/c = 0{,}3$ и $a/c = 0{,}7$; размер a должен в два раза превосходить размер трещины, уверенно выявляемый при НК; рекомендовано $a = 0{,}1s$ (в случае аттестованного НК); тип трещины поднаплавочная, полуэллиптическая (на 1 мм проникает в наплавку).

То есть везде, кроме РФ, размеры постулируемых трещин жестко связаны с эффективностью НК, и в анализе принято среди прочих соотношение $a/c = 2/3$ (составляет ~ $a/c = 0{,}7$), что соответствует ПНАЭ Г-7-002-86 [1].

Выводы: Основной рекомендацией по корректной оценке прочности КР реакторов ВВЭР в РФ при эксплуатации является категорическая необходимость дополнить стандарт [5] требованием оценки прочности согласно разделу 5.8 ПНАЭ Г-7-002-86 [1] в части выбора постулируемого дефекта с последующим выбором для оценки прочности наиболее консервативного варианта.

ЛИТЕРАТУРА

1. ПНАЭ Г-7-002-86. https://docs.secnrs.ru/catalog/pnae/PNAE_G_7_002_86/
2. П-01-01-2021. Перечень нормативных правовых актов и нормативных документов https://docs.secnrs.ru/catalog/others/P_01_01_2021/
3. АО «Концерн Росэнергоатом». РД ЭО 0606-2005. Методика расчета на сопротивление хрупкому разрушению корпусов реакторов АЭС с ВВЭР при эксплуатации (МРКР-СХР-2004)
4. АО «Концерн Росэнергоатом». РД ЭО 1.1.3.99.0871-2012. Методика расчета на сопротивление хрупкому разрушению корпусов реакторов АЭС с ВВЭР-1000 при продлении срока эксплуатации до 60 лет.
5. ГОСТ Р 59115.14-2021. https://docs.cntd.ru/document/1200181287
6. НП-084-15. https://docs.secnrs.ru/catalog/FNP/NP_084_15/
7. НП-071-18. https://docs.secnrs.ru/catalog/FNP/NP_071_18/
8. https://www.rosatom.ru/upload/iblock/f41/f41965414aac65ae079c98c9bf8b8dc5.pdf
9. ГОСТ Р 50.04.07. https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293738/4293738755.pdf
10. ETSON. Technical report. Comparison of rules-making and practices (Concerning reactor pressure vessel integrity assessment). ETSON/2018-001 September 2018. https://www.etson.eu/publications

УДК 621.039.54

И.А. Лазарева, И.Л. Парамонова
[1]Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

ОБОСНОВАНИЕ НАДЕЖНОСТИ АВАРИЙНО-УСТОЙЧИВОГО ТВЭЛА ДЛЯ АТОМНОЙ СТАНЦИИ МАЛОЙ МОЩНОСТИ

Введение. В настоящее время в мире возросла заинтересованность к созданию атомных станций малой мощности (АСММ), обладающих эквивалентной электрической мощностью до 300 МВт(э). АСММ являются наиболее перспективными энергоисточникам для регионов с электроснабжением децентрализованного типа. Электроэнергия,

вырабатываемая АСММ, может использоваться для работы опреснительных комплексов, для производства жидких видов транспортного топлива и нефтепродуктов, а также производства водорода. Реакторные установки АСММ обладают более простой конструкцией, экономией за счет массового производства и меньшей площадью. Россия обладает технологиями АСММ с высокой степенью готовности, например на базе транспортной реакторной установки (РУ) типа РИТМ-200 [1].

Создание наземной атомной станции с судовой РУ требует усовершенствования и обоснования надежности конструкции. В настоящее время ведутся работы по улучшению технико-экономических показателей, улучшению топливного цикла, повышению безопасности РУ РИТМ-200. С этой целью разрабатываются новые аварийно-устойчивые топливные системы «топливо-оболочка твэла», в частности, идут испытания твэлов с керметным топливом. Твэлы с топливом на основе дисперсионной смеси с высокой теплопроводностью UO_2+10%Mo [2] и оболочкой из стали 42ХНМ, исключающей паро-циркониевую реакцию, характерную для аварий с ухудшением теплоотвода и использовании циркониевых сплавов. Расчеты температурного состояния твэла как в номинальных, так и аварийных режимах – часть работ по обоснованию теплотехнической надежности реактора.

Актуальность. Возможность использования для твэлов РУ АСММ аварийно-устойчивого керметного топлива требует обоснования и, в том числе, необходима оценка температурного состояния твэла как при нормальных условиях эксплуатации, так и при авариях, а также оценка запаса до кризиса.

Цель исследования. Цель - моделирование температурного состояния твэла РУ РИТМ-200 с аварийно-устойчивым топливом с помощью программы ANSYS для двух режимов: при номинальном линейном потоке с поверхности твэла 180 Вт/см и предельно допустимом потоке 280 Вт/см, а также обоснование теплотехнической надежности.

В процессе работы были выполнены следующие задачи:

- создана модель топливной таблетки для двух режимов;
- построена сетка конечно-элементной модели;
- заданы граничные условия;
- проведен тепловой расчет таблетки в стационарной постановке (рис.1).

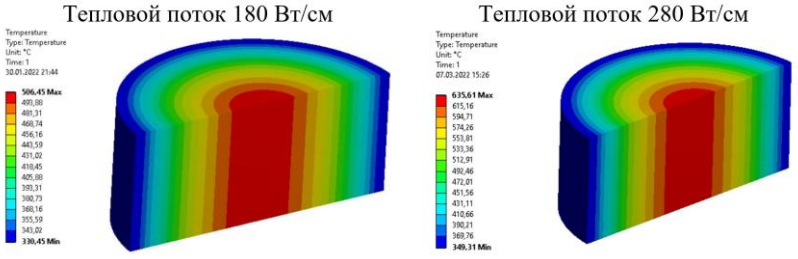


Рисунок 1 – Распределение температуры по сечению твэла

При оценке теплотехнической надежности активной зоны реактора руководствуются критериями безопасности, которые устанавливают предельные

значения параметров, характеризующих безаварийные условия работы твэлов. При отклонении этих параметров возможен выход твэлов их строя. Температурные условия работы твэлов, в частности, значения удельных тепловых потоков, температуры теплоносителя, оболочек твэлов и самого твэла играют особенно важную роль. В работе приняты следующие критерии безопасности – температура теплоносителя на выходе из активной зоны 313℃, что на 33 градуса меньше температуры насыщения; температура оболочки твэла из стали 42ХНМ 500℃; температура плавления топлива 1145℃ и коэффициент запаса до кризиса теплообмена 1,3.

Результаты. Согласно проведенным расчетам, все критерии безопасности, приведенные выше, выполняются. Температура теплоносителя по высоте активной зоны не достигает температуры насыщения, следовательно, объемное кипение невозможно. Распределение температуры по сечению твэла представлено на рисунке 1. При номинальном линейном потоке 180 Вт/см температура в центре топлива 506,5℃, условия для кипения отсутствуют. При предельно допустимом линейном тепловом потоке 280 Вт/см возможно поверхностное кипение в верхней части активной зоны при существенном недогреве теплоносителя, температура поверхности оболочки самого теплонапряженного твэла не превысила 350℃, а максимальная температура топливного сердечника составила 635℃. Запас до кризиса теплообмена рассчитывался по формуле Зенкевича-Субботина, по методике ОКБ Гидропресс и таблицам ФЭИ [3]. Наименьшее значение запаса до кризиса теплообмена 2,75 получено по таблицам, критерий безопасности при этом выполняется.

Выводы. Согласно проведенным расчетам, все критерии безопасности для аварийно-устойчивого твэла с топливом UO_2+10%Mo и оболочкой из стали 42ХНМ выполняются.

ЛИТЕРАТУРА

1. РИТМ: Реакторные установки для атомных ледоколов и оптимизированных плавучих энергоблоков. // АО «ОКБМ Африкантов» URL: http://www.okbm.nnov.ru/images/pdf/ritm-200_extended_ru_web.pdf (Дата обращения: 10.03.2022).
2. A. M. Savchenko, A.V. Vatulin, I. I. Konovalov Dispersion type zirconium matrix fuels fabricated by capillary impregnation method. – Journal of Nuclear Materials, 2007, Vol. 362, P. 356-363.
3. В. П. Бобков, В. Н. Виноградов, П. Л. Кириллов, И. П. Смогалев Критические тепловые потоки в треугольных пучках стержней //Теплоэнергетика. 1999. № 11. с. 54-63.

УДК 620.424.1

Н.Н. Бондаренко, В.Д. Гаев
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого
АО «Силовые машины»

ОПТИМИЗАЦИЯ КОНСТРУКТИВНОГО ПРОФИЛЯ ПОСЛЕДНИХ СТУПЕНЕЙ МОЩНЫХ ПАРОВЫХ ТУРБИН С ЛОПАТКОЙ 1200 ММ

Введение. В связи с повышением потребления электроэнергии в мире растут и требования к максимальному производству на одном агрегате. Поскольку самая крупная удельная выработка электричества на данный момент происходит на атомной электростанции (АЭС) с паротурбинной установкой, то пути повышения мощности и оптимизации данных установок на сегодняшний день крайне востребованы [1].

Актуальность. Необходимость строительства АЭС для регионов с разными климатическими условиями влияет на режимы работы паровой турбины, так как меняется среднегодовая температура охлаждающей воды, которая обеспечивает определённый вакуум в конденсаторе [2]. Завод-изготовитель паровой турбины зачастую предлагает один профиль рабочей лопатки (РЛ) последней ступени, спроектированный под оптимальный для неё вакуум, который может не совпадать с фактическим. Решению такой задачи способствуют расчетные теоретические и экспериментальные исследования, одним из которых является данная работа [3].

Методы исследования. Определение расчётных параметров последней ступени с различными вариантами углов постановки рабочей и направляющей лопатки производится с использованием методики и программы расчёта ПЧ модернизируемых элементов паровых турбин, применяемая на ЛМЗ. Расчет ПЧ ведется по среднему диаметру с определением распределения параметров вдоль радиуса в соответствии с выполненными углами выхода из лопаточного аппарата.

Цель исследования. Путём расчетных исследований определить газодинамические и термодинамические характеристики последней ступени в диапазоне давлении в конденсаторе от 3 до 11 кПа для вариантов геометрии последней ступени с различной степенью раскрытия направляющей и рабочей решетки при одинаковой высоте и корневом диаметре проточной части (ПЧ), а также провести анализ полученных характеристик, и как вывод – определить рекомендации к применению каждого варианта постановки лопаток для конкретного вакуума, (температуры охлаждающей воды в конденсаторе) при неизменных массогабаритных параметрах цилиндра низкого давления.

Исследования проводились для последней ступени быстроходной паровой турбины типа К-1200 с одинаковыми высотами и диаметрами направляющей и рабочей лопаток при различных углах выхода потока. Геометрические характеристики 6 вариантов последних ступеней ЦНД паровой представлены в таблице 1.

Таблица 1: Подборка исследуемых углов

Вариант №	α_1	β_2
	град.	град.
1	10,389	19
2	11,587	22
3	12,604	25
4	13,174	27
5	13,652	29
6	14,035	31

В результате были получены характеристики: КПД, теплового перепада, степени реактивности, потерь с выходной скоростью, выходной скорости в абсолютном движении, угла выхода потока в абсолютном движении от объёмного расхода пара через ступень.

На рисунке 1 приведена характеристика КПД, поскольку является основной и заключает в себе изменение остальных характеристик. По мере снижения давления за ступенью достигается предельное расширение в косом срезе рабочей решетки, что определяется относительным числом маха Ma_w = 1,3-1,4 при предельном Gv_2 [4], дальнейшее расширение происходит за рабочей решеткой и увеличение мощности ПС прекращается [5]. Такие показатели соответствуют противодавлению 0,03 и 0,04 ата для всех лопаток.

Исходя из представленных данных появляется возможность оптимизировать геометрию лопаток в зависимости от рабочего диапазона по объемному расходу пара на выходе из последней ступени. При проектировании турбоустановки работающей в условиях глубокого вакуума более предпочтительными будут 5 и 6 варианты. При условиях ухудшенного вакуума (высокая температура охлаждающей воды в конденсаторе) более выгодными будут 1 и 2 варианты углов постановки лопаточного аппарата.

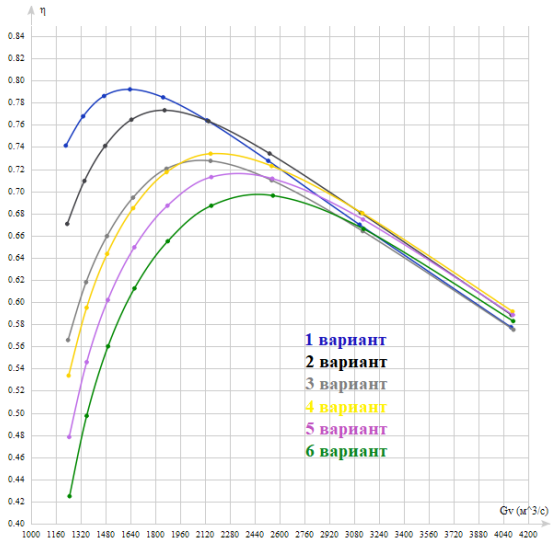


Рисунок 1 – Характеристика КПД для 6 вариантов ПС.

Выводы. Применение одинаковой высоты лопатки последней ступени, установленной на постоянном корневом диаметре и с различным углом установки профилей позволяет расширить диапазон (по объёмному расходу

пара) использования ступени с сохранением массогабаритных унифицированных элементов цилиндра низкого давления.

ЛИТЕРАТУРА

1. Проект энергостратегии Российской Федерации на период до 2035 года [Электронный ресурс]: энергетическая стратегия. – Режим доступа: https://minenergo.gov.ru/node/1920
2. Пичугин, И.И. Разработка для мощных паровых турбин ЦНД повышенной пропускной способности [Текст] / Пичугин И.И., Неженцев Ю.
3. Осипов, С.Е. Расчётно – экспериментальное исследование вариантов проточных частей ЦНД с целью повышения их пропускной способности [Текст]: дис…канд. тех. наук. – Москва, 2019. – 200 с.
4. Щегляев, А.В. Паровые турбины [Текст] / Щегляев А.В. – Москва: Энергия. 1976. – 357 с.
5. Самойлович Г.С., Трояновский Б.М. Переменные и переходные режимы в паровых турбинах [Текст] / Самойлович Г.С., Трояновский Б.М. – Москва: Энергоиздат. 1982. – 496 с.

УДК 620.424.1

Н.Н. Бондаренко, В.Д. Гаев
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого
АО «Силовые машины»

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРЕДЕЛЬНОЙ ДЛИНЫ ЛОПАТОК ПОСЛЕДНИХ СТУПЕНЕЙ ПАРОВЫХ ТУРБИН БОЛЬШОЙ МОЩНОСТИ

Введение. В настоящее время развитие ядерной энергетики сталкивается с рядом важных вопросов, в число которых входит повышение эффективности выработки электроэнергии. Это подразумевает подбор более целесообразных технико-экономических решений для будущей эксплуатации атомных электростанций (АЭС).

Актуальность. Производство электроэнергии на АЭС происходит в моноблоке атомного реактора и паровой турбины большой мощности. Оптимизация конструктивных профилей в лопаточном аппарате турбомашины является неотъемлемой частью программы повышения эффективности АЭС, где последние ступени (ПС) цилиндра низкого давления (ЦНД) играют решающую роль в пропускной способности парового агрегата [1]. Таким образом, задача повышения пропускной способности и снижения потерь на выходе из турбины тесно взаимосвязана с экономичностью установки и требует оптимального решения.

Методы исследования. Определение расчётных параметров ПС производится с использованием методики расчёта проточных частей модернизируемых элементов паровых турбин, применяемая на ЛМЗ. Расчет проточной части ведется по среднему диаметру с определением распределения параметров вдоль радиуса в соответствии с выполненными углами выхода из лопаточного аппарата.

Цель исследования. Провести расчетное исследование вариантов проточных частей последней ступени ЦНД быстроходной паровой турбины типа К-1200 с изменением длины лопаток l_2 и корневого диаметра, определяя

газодинамические и термодинамические характеристики. Диапазон l_2 лопаток ПС 1300–1500 мм. Расчеты проводились при одинаковых углах выхода потока из направляющих лопаток α_1 и рабочих лопаток β_2, с изменением корневых диаметров d_1, длин лопаток l_2 и массовых расходов G_0 в диапазоне противодавления от 3 до 11 кПа. Исходные данные для расчетов представлены в таблице 1.

Таблица 1: Исходные данные

Параметр	l_1	l_2	d_1	d_2	α_1	β_2	G_0
Ед. изм.	м	м	м	м	град	град	т/ч
1200 мм	1,162	1,2	2,952	3,00	14,73	25	360,0
1300 мм	1,258	1,3	3,198	3,25	14,73	25	422,5
1400 мм	1,355	1,4	3,444	3,50	14,73	25	490,0
1500 мм	1,452	1,5	3,690	3,75	14,73	25	562,5

В результате расчетных исследований были получены характеристики потерь с выходной скоростью (рисунок 1) и КПД (рисунок 2) в зависимости от объёмного расхода пара (Gv). При этом вертикальными линиями указаны Gv для турбин различной мощности: 1048 МВт, 1200 МВт, 1300 МВт, 1400 МВт, 1500 МВт.

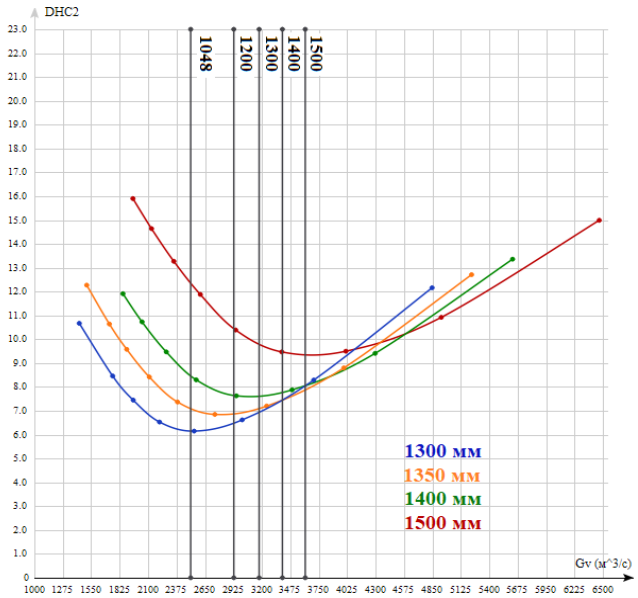


Рисунок 1 – Характеристики потерь с выходной скоростью

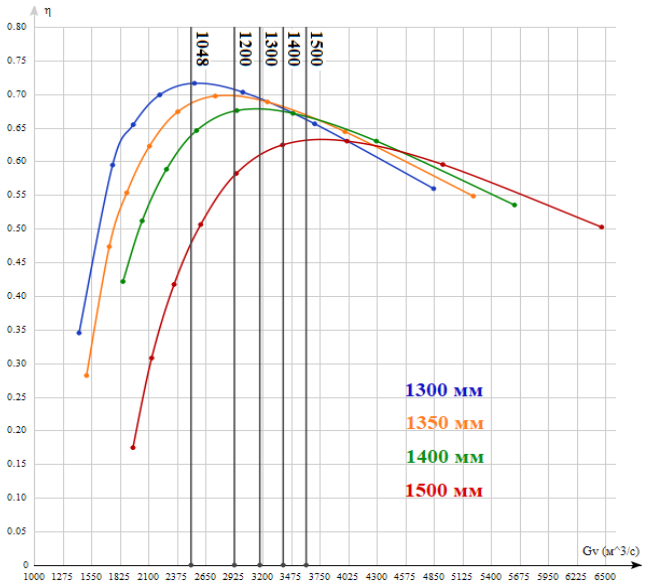


Рисунок 2 – Характеристики КПД

Диапазон правых ветвей характеристик, представленных на рис. 1 и рис. 2 ограничен режимом работы при расширении пара в пределах косого среза. Из данных на рис.1 следует, что для рассматриваемого типоразмера лопаток в диапазоне мощностей турбины 1000–1500 МВт увеличение высоты лопатки не приводит к уменьшению потерь с выходной скоростью. Распределение характеристик КПД ступеней с лопатками различной длины (рис.2) показывает, что для мощности турбины с четырьмя ЦНД до 1250–1350 МВт подходят лопатки длиной до 1300 мм, для мощности 1350-1450 МВт лопатки длиной 1300-1400 мм и для мощности 1450-1600 МВт лопатки длиной до 1500 мм.

Выводы. При увеличении высоты лопатки потери с выходной скоростью при ограничении расширения потока в области косого среза увеличиваются, но обеспечивается повышение пропускной способности без увеличения КПД. Переход на более длинную лопатку следует осуществлять только при условии $Gv_2 > Gv_{2пред}$ для обеспечения преобразования тепловой энергии рабочего тела в пределах каналов рабочих лопаток.

ЛИТЕРАТУРА

1. Лисянский, А. С. Современные быстроходные и тихоходные паровые турбины [Текст] / Лисянский А. С., Николаенков Н. А., Назаров В. В. И др. PRoAtom. – 2010. № 5. – С. 4 – 11.
2. Щегляев, А. В. Паровые турбины [Текст] / Щегляев А. В. – Москва: Энергия. 1976. – 357 с.
3. Самойлович Г.С., Трояновский Б.М. Переменные и переходные режимы в паровых турбинах [Текст] / Самойлович Г.С., Трояновский Б.М. – Москва: Энергоиздат. 1982. – 496 с.

УДК 621.438

Г.А. Ромахова
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ПАРОГАЗОВЫХ УСТАНОВОК

Введение. Широкое применение парогазовых установок в мировой энергетике обусловлено их высокой экономичностью, хорошими эксплуатационными и маневренными качествами, низкими выбросами вредных веществ и теплоты в окружающую среду.

Актуальность. К основным методам повышения эффективности современных парогазовых установок относятся следующие: увеличение начальной температуры газа перед газовой турбиной; совершенствование системы охлаждения газовой турбины и повышение эффективности утилизации теплоты уходящих газов в паротурбинном контуре за счет совершенствования его структуры и повышения параметров пара.

Цели и задачи исследования заключаются в анализе влияния эффективности технологии охлаждения газовой турбины на показатели перспективных газотурбинных и парогазовых установок.

Метод исследования. От эффективности технологии охлаждения зависит величина относительного расхода охлаждающего воздуха, а следовательно, и величина потерь от охлаждения проточной части газовой турбины. Эффективность технологии охлаждения определяется следующими основными параметрами [1,2]: эффективностью внутреннего охлаждения, эффективностью пленочного охлаждения и критериями Био для материала лопаток и термобарьерного покрытия. Уровень технологии, применяемый в настоящее время в конвертированных авиационных двигателях условно можно назвать «современным». Он характеризуется следующими показателями: эффективность внутреннего охлаждения равна 75%; эффективность пленочного охлаждения — 40%; критерии Био для термобарьерного покрытия и материала лопаток составляют 0,30 и 0,15 соответственно [2]. Под перспективным уровнем технологии в настоящей работе понимается уровень технологии, при котором эффективность внутреннего охлаждения, а также и пленочного увеличена на 5% (абсолютных) а критерий Био для термобарьерного покрытия равен 0,40.

Расчеты относительного расхода охладителя в широком диапазоне изменения параметров выполнялись с использованием метода, изложенного в работе [3]. Расчет показателей газотурбинной установки с учетом потерь от охлаждения проводился по методике, представленной в работах [4,5].

Основные результаты. Совершенствование технологии охлаждения при неизменной температуре газа перед турбиной позволит снизить требуемый относительный расход охладителя на 2,5 —3,0 % (абсолютных) и увеличить коэффициент полезного действия газотурбинной установки на 0,3 —0,5% (абсолютных) [6]. При этом температура газа за газовой турбиной уменьшается

на 10 — 15°С, что приведет к незначительному снижению эффективности утилизационного контура.

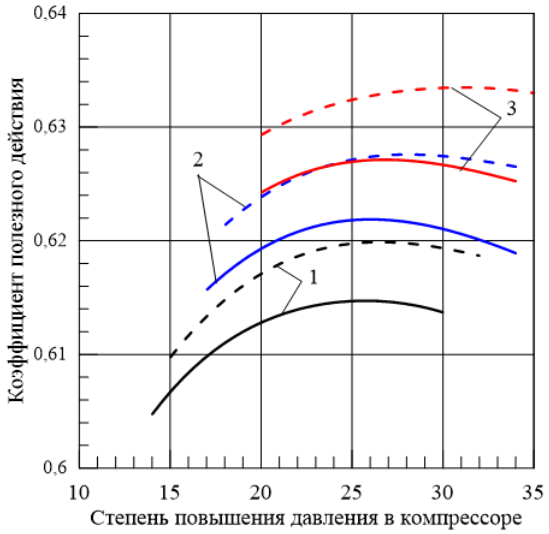


Рис.1. Влияние температуры газа перед турбиной и технологии охлаждения на КПД парогазовой установки: 1—1400°С; 2— 1500°С; 3— 1600°С. Сплошные линии — «современный» уровень технологии, пунктирные — перспективный уровень

Эффективность утилизационного цикла парогазовых установок с паровым контуром двух и трех давлений может составлять 70—72% при температуре газа перед котлом-утилизатором 550—650°С. При современной системе охлаждения, принятой в расчетах, этому диапазону температур соответствует изменение степени повышения давления в компрессоре от 15 до 35 для начальных температур газа 1400—1600°С. Представленные на рис.1. зависимости КПД парогазовой установки от начальной температуры газа и степени повышения давления в компрессоре соответствуют эффективности утилизационного цикла 71%. С ростом начальной температуры газа КПД парогазовой установки непрерывно повышается. Это увеличение составляет примерно 0,7—0,8 % (абсолютных) на каждые 100°С как для современной, так и для перспективной технологий охлаждения.

Переход на перспективную технологию охлаждения позволит при постоянной температуре газа повысить коэффициент полезного действия парогазовой установки на 0,5—0,6% (абсолютных). При этом увеличивается и оптимальное значение степени повышения давления в компрессоре.

Выводы. При использовании технологии охлаждения, применяемой в современных конвертированных двигателях увеличение начальной температуры газа перед турбиной на 100°С от 1400°С до 1500°С приведет к увеличению КПД парогазовой установки на ~0,8% (абсолютных). Дальнейшее увеличение температуры еще на 100°С позволит увеличить КПД еще на 0,5—0,6% до уровня 62,6—62,7%.

Одновременное совершенствование системы охлаждения газовой турбины и повышение начальной температуры газа до 1600°С позволит увеличить КПД парогазовых установок до 63,5% и выше.

ЛИТЕРАТУРА
1. Теплопередача в охлаждаемых деталях газотурбинных двигателей / В. И. Локай, М. И. Бодунов, В. В. Жуйков, А. В. Щукин. М. Машиностроение.1993. 288с.
2. The Effect of Turbine Blade Cooling on the Cycle Efficiency of Gas Turbine Power Cycles/ R.C. Wilcock, J.B. Young, J.H. Horlock// Journal of Engineering for Gas Turbines and Power. 2005. Vol. 127, pp.109-120
3. Modelling the Air-Cooled Gas Turbine: Part 2—Coolant Flows and Losses/ J. B. Young, R. C. Wilcock/ Journal of Turbomachinery. 2002. Vol.124, pp 214—221
4. Ромахова Г. А. Термодинамический метод расчета процесса расширения в охлаждаемой газовой турбине. Теплоэнергетика. 2015. № 2. С. 26—32.
5. Ромахова Г. А. Метод расчета процесса расширения в охлаждаемой турбине. Энергетик. 2021. № 11. С. 44—46
6. Ромахова Г. А. Влияние эффективности технологии охлаждения на экономичность энергетических газотурбинных установок. Электрические станции. 2021. № 11. С. 7— 10.

УДК 621.438

А.И. Суханов, Д.В. Дивлетбаев
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ НА ДЛИТЕЛЬНУЮ ПРОЧНОСТЬ ЭЛЕМЕНТОВ КОНСТРУКЦИИ ТУРБИННЫХ УСТАНОВОК

Введение. Стационарные турбины должны быть рассчитаны на рабочий ресурс до $1 \cdot 10^5 \ldots 2 \cdot 10^5$ часов [1]. Одним из важнейших факторов, ограничивающих ресурс газотурбинных установок (ГТУ), является длительная прочность наиболее напряжённых и нагретых деталей турбин [2].

Актуальность. В целях задания конкретного рабочего ресурса для самых «слабых» частей турбинной установки возникает необходимость рассмотрений ряда специфичных задач. Ресурс «слабых» частей должен учитывать экономическую целесообразность работы отдельных элементов газотурбинной установки. Рабочий ресурс отдельных элементов позволяет оценить надёжность всей установки в целом. Для правильного задания ресурса необходимо задание распределения температур вдоль поверхности элементов. Для «слабых» частей нахождение распределения температур представляет определённую проблему и на сегодняшний день.

Цель и задачи работы. В настоящей работе делается попытка проведения верификации распределения температур путём сравнения результатов расчётов с последующим расчётом на прочность.

Методы исследования. Рассмотрение численного моделирования турбинных ступеней в пакетах: Ansys CFX и Ansys Static Structural 19.2.

Основные задачи. Напряжения и температура оказывают значительное влияние на длительную прочность материала: с ростом напряжений и температуры время до разрушения существенно уменьшается. Для лопаток и дисков, работающих при повышенных температурах необходим расчёт запаса прочности материала по пределу длительной прочности. Оценить предел

длительной прочности материала позволяет параметр Ларсона – Миллера по приведённой ниже формуле (1) [3].

$$\mathrm{P}(\sigma) = T(C - \lg\tau), \quad (1)$$

где $\mathrm{P}(\sigma)$ – параметр Ларсона – Миллера, T – температура материала, τ – рабочий ресурс, C – параметр, зависящий от материала.

Для нахождения запаса прочности диска задаётся линейное вдоль радиуса распределение температуры. В действительности температурное поле диска не будет линейным. Нелинейность радиального распределения температуры будет определяться несимметричностью конструкции отдельных элементов диска, локальным вдоль радиуса теплообменом с рабочим телом, а также особенностями теплообмена между поверхностью диска и потоком охлаждающего газа. Рассмотренные особенности задания температурного поля могут оказывать существенное влияние на оценку длительной прочности материала диска элемента, а, следовательно, и на его рабочий ресурс. Примером более точного задания радиального распределения температуры диска может служить распределение, полученное после газодинамического расчёта обтекания поверхностей диска, выполненного в пакете Ansys CFX 19.2. При выполнении указанного расчета учитывалось взаимодействие газа со всеми поверхностью диска. Аэродинамический расчёт, дополненный тепловым расчётом теплопередачи от рабочего тела к элементам диска турбины, позволил получить более точное распределение температуры вдоль поверхностей диска. Пример такого распределения приведён ниже (рисунок 1), где представлены результаты указанных выше расчётов, выполненных для рабочего колеса (РК) турбинной ступени привода турбонасоса.

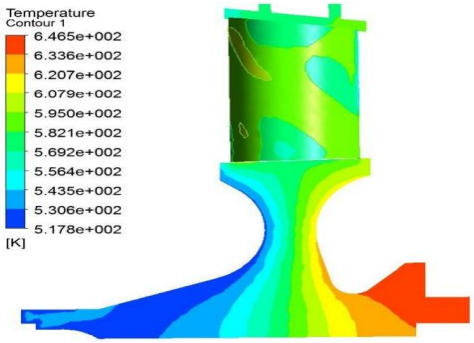


Рисунок 1 – Распределение полей температур рабочего колеса в ходе сопряжённого моделирования [4]

Представленное распределение температур РК, очевидно, позволит оценить напряжённое состояние диска, а, следовательно, дать более точную оценку длительной прочности турбинной установки.

Выводы. Исходя из сказанного, можно сделать вывод, что наиболее точная оценка длительной прочности и ресурса рабочих колёс газовых турбин может быть получена с помощью расчётов в программах типа Ansys WorkBench (WB). Программа ANSYS WB позволяет осуществить численное моделирование течения потока рабочего тела, а также процессы теплообмена и теплопередачи.

Указанные расчёты позволяют учесть ряд факторов, влияющих на распределение температуры диска РК, что в свою очередь позволяет повысить точность расчётных оценок ресурса ГТУ, а также оценки прочности её основных элементов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Костюк А. Г. Динамика и прочность турбомашин / А. Г. Костюк. – 3-е изд. – М. : Издательский дом МЭИ, 2007. – 476 с.
2. Суханов, А. И. Ползучесть и длительная прочность деталей паровых и газовых турбин. Основные понятия и метод расчета в ANSYS WB: учебное пособие. / А. И. Суханов, Д. А. Тарабащук, Н. А. Королева – СПб. : Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого, 2020. – 37 с. – URL: https://elib.spbstu.ru/dl/5/tr/2020/tr20-19.pdf/view (дата обращения: 30.03.2022). – Режим доступа: для зарегистрир. пользователей.
3. Сапунов, В. Т. Прогнозирование ползучести и длительной прочности жаропрочных сталей и сплавов ЯЭУ: учебное пособие для вузов / В. Т. Сапунов – 2-е изд. – М. : Издательство Юрайт, 2018. 135 с.
4. Сопряженное моделирование рабочего колеса турбины турбонасосного агрегата ЖРД: электрон. учеб. пособие / А. В. Кривцов, А. Ю. Тисарев, А. О. Шкловец [и др.] ; М-во образования и науки Рос. Федерации, Самар. гос. аэрокосм. ун-т им. С. П. Королева (нац. исслед. ун-т) (СГАУ), – Самара : Изд-во СГАУ, 2013. – 114 с. – URL: http://repo.ssau.ru/handle/Uchebnye-izdaniya/Sopryazhennoe-modelirovanie-rabochego-kolesa-turbiny-turbonasosnogo-agregata-ZhRD-Elektronnyi-resurs-elektron-ucheb-posobie-73363 (дата обращения: 30.03.2022).

УДК 621.311

Е.В. Богдан, Н.Б. Карницкий
Белорусский национальный технический университет

ОЦЕНКА СУЩЕСТВУЮЩИХ УСЛОВИЙ РАБОТЫ ТЭЦ БЕЛОРУССКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Введение. Режимы работы электрических станций и отдельных энергоблоков объединенной энергосистемы (ОЭС) страны определяются суточным графиком нагрузок энергосистемы, в которой они эксплуатируются. Суммарная требуемая нагрузка энергосистемы покрывается отдельными ТЭС в соответствии с энергетическими и маневренными характеристиками последних.

Актуальность. Со вводом Белорусской АЭС в эксплуатацию на полную мощность, при отсутствии изменений уровня максимального электропотребления, в энергосистеме сложится ситуация, когда ныне действующие традиционные КЭС и ТЭЦ, использующие природный газ в качестве топлива, начнут испытывать достаточно существенную недогрузку по мощности. В настоящее время в структуре генерирующих мощностей энергосистемы республики (более 10 ГВт) порядка половины составляют ТЭЦ, что влечет за собой неизбежность задействования теплофикационных установок в регулировании электрического баланса нагрузок.

Цель исследования. Оценка сложившихся условий эксплуатации ТЭЦ при интеграции атомной электростанции в энергосистему республики. Объектом

исследования является белорусская энергосистема, предметом исследования являются прогнозируемые режимы работы ТЭЦ. С учетом поставленной цели в исследовании решались следующие задачи:

1. Выявление основных проблем обеспечения баланса мощности энергосистемы Беларуси;

2. Анализ суточного электропотребления в энергосистеме в отопительный и межотопительный период;

3. Поиск и оценка возможностей привлечения ТЭЦ к регулированию суточного баланса электрических мощностей.

Проанализировав прогнозный суточный график нагрузок с учетом интеграции и выхода на номинальную мощность атомной электростанции для отопительного периода (рисунок 1), можно сказать, что основной проблемой обеспечения баланса мощностей белорусской энергосистемы является прохождение минимумов в часы ночного провала потребления, так как в этот период в структуре генерации большую долю занимают ТЭЦ, выработка электроэнергии которых зависит от температуры наружного воздуха и в течение суток изменяется незначительно.

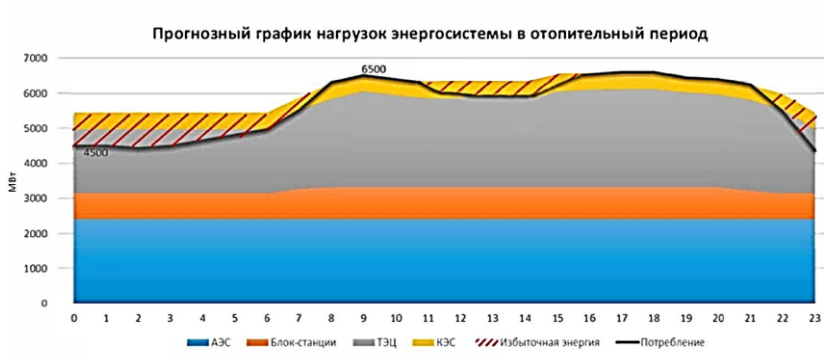


Рисунок 1 – Прогнозный суточный график нагрузок с учетом выхода на проектные мощности БелАЭС [1]

При этом суточное электропотребление в энергосистеме неравномерное и имеет в часы максимума около 6 500 МВт, а в часы минимума около 4 500 МВт. Соответственно величина, на которую требуется разгрузиться электростанции ОЭС Беларуси – 2 000 МВт. Только за счет регулировочных возможностей высокоэффективных парогазовых энергоблоков класса 400 МВт конденсационных электростанций в ночное время не представляется возможным обеспечение баланса мощностей без разгрузки ТЭЦ ниже теплового графика с включением водогрейных котельных. При недостаточной нагрузке электроводогрейных котлов для прохождения ночного минимума электропотребления также планируется осуществлять ежесуточный останов конденсационных энергоблоков, следует учитывать, что в настоящее время подобные режимы не отработаны.

Кроме того, в энергосистеме требуется повысить величину вращающегося резерва до 1,2 ГВт. Номинальная мощность БелАЭС в размере 2,4 ГВт покроет около трети прогнозируемой нагрузки энергосистемы в пики

электропотребления и около половины – в часы провала. Электроснабжение потребителей практически целиком перейдет к АЭС и ТЭЦ [2].

Результаты показывают, что при работе ТЭЦ совместно с БелАЭС в энергосистеме, наиболее значимыми становятся такие параметры ТЭЦ, как минимально и максимально возможные нагрузки ТЭЦ, диапазон регулирования, возможность работы основного оборудования ТЭЦ ниже теплового графика вплоть до технического минимума в ночное время (часы провала) и набора максимальной нагрузки (в межотопительный период или при аварийном отключении АЭС) и факторы, которые их ограничивают. Остро встает необходимость разгрузки турбоагрегатов до параметров ниже теплофикационного графика с непременным включением в работу электрокотлов для поглощения избыточной электрической мощности. Продолжительность нахождения в таком режиме может достигать трети всего времени работы турбоустановок [3].

Выводы. К выравниванию балансных графиков электрических нагрузок требуется привлекать ТЭЦ, турбоустановки которых в основном эксплуатируются по тепловому графику (с полностью закрытыми диафрагмами теплофикационных отборов). Для ТЭЦ участие в регулировании графика электрических нагрузок определено заранее в зависимости от периода года (в отопительный и в межотопительный период) и осуществляется в основном разгрузкой Т-отборов турбин и передачей этих тепловых нагрузок на котельные, а также на электробойлерные установки.

ЛИТЕРАТУРА

1. Regarding the issue of regulating the daily schedule of electric loads after commissioning of the belarusian NPP / Е. В. Богдан, Н. Б. Карницкий // Энергетика Беларуси-2021 [Электронный ресурс] : материалы Республиканской научно-практической конференции, 26 мая 2021 г. / сост. И. Н. Прокопеня. – Минск : БНТУ, 2021. – С. 175-180.
2. Богдан, Е.В. Изменение условий эксплуатации станций при вводе Белорусской АЭС / Е.В. Богдан, Н.Б. Карницкий // Десятая международная научно-техническая конференция студентов, аспирантов и молодых учёных «Энергия-2015»: материалы конференции. 21–23 апреля 2015, Иваново. – В 7 т. Т. 1. – Иваново: ФГБОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина», 2015. – С. 24–25.
3. Богдан Е.В., Дубровенский А.Н. Оптимизация распределения нагрузок в энергосистеме с учетом технических особенностей теплофикационных турбин. // Энергетическая стратегия. Научно-практический журнал. – г. Минск, сентябрь-октябрь 2021. – № 5 (83). – С. 47-52.
4. Heat pumps application in flow-sheet of heat generation at thermal power plants". INT. SC. JOURNAL FOR ALTERN. ENERGY AND - Anikina I.D., Sergeyev V.V., Amosov N.T., Luchko M.G. Ecology. 2016. № 3-4 (191-192). С. 39.

УДК 621.438

Г.А. Ромахова
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

ПРЕДЕЛЬНАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ГАЗОТУРБИННЫХ УСТАНОВОК

Введение. Коэффициент полезного действия современных газотурбинных установок достигает 40—43 %, а комбинированных установок, созданных на их базе — 60—63% [1]

Актуальность. Увеличение температуры газа перед турбиной является одним из основных способов повышения эффективности как газотурбинных, так и комбинированных установок. Величина этой температуры в настоящее время достигает 1500—1600ºС. По мере роста начальной температуры темп увеличения коэффициента полезного действия (КПД) газотурбинных установок замедляется [2,3]. Показатели реальной установки все больше отличаются от показателей цикла Брайтона. Это связано с изменением теплофизических свойств воздуха и продуктов сгорания в зависимости от температуры.

Цели и задачи работы заключаются в том, чтобы выявить влияние реальных свойств воздуха и продуктов сгорания на предельную эффективность газотурбинных установок.

Метод исследования. Показатели идеального цикла Брайтона, рабочим телом которого является воздух с постоянной теплоемкостью, рассматриваются обычно как «эталоны» эффективности, с которыми принято сравнивать показатели реальных установок и выявлять методы повышения их эффективности. В отличие от стандартного цикла Брайтона в замкнутой идеальной газотурбинной установке, рабочим телом которой является воздух, с теплоемкостью зависящей от температуры, показатель адиабаты для процесса расширения в турбине меньше, чем для процесса сжатия в компрессоре, а изоэнтропийное отношение температур в турбине меньше, чем в компрессоре. При увеличении максимальной температуры цикла количество отведенной теплоты растет в гораздо большей степени, чем количество подведенной. Коэффициент полезного действия установки снижается. Влияние различия показателей адиабаты для процессов расширения и сжатия незначительно компенсируется более высокими значениями теплоемкости в процессе подвода теплоты, по сравнению с процессом отвода теплоты.

Коэффициент полезного действия идеальной установки открытого контура, в которой рабочим телом турбины являются продукты сгорания топлива, еще ниже, чем замкнутой воздушной. Это связано с тем, что при одной и той же температуре теплоемкость продуктов сгорания выше, а показатель адиабаты ниже, чем у воздуха. Снижение КПД частично компенсируется увеличением расхода рабочего тела через турбину за счет добавления топлива.

Основные результаты. Зависимость теплоемкости рабочего тела от температуры качественно меняет свойства реальной установки. Снижение показателей адиабаты замедляет рост КПД при увеличении температуры газа

перед турбиной. Коэффициент полезного действия достигает максимума при некоторой предельной температуре и начинает снижаться. Оптимум по КПД очень пологий и при постоянных значениях КПД турбомашин смещается в зону более высоких температур при увеличении степени повышения давления в компрессоре $\pi_к$ (рис. 1).

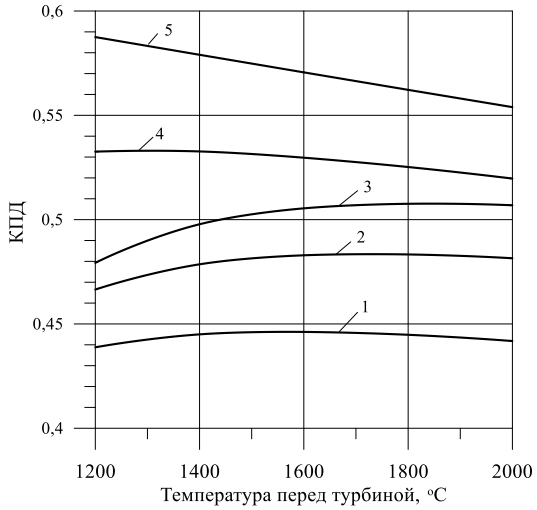


Рис.1. Влияние температуры газа перед турбиной на КПД газотурбинной установки:
$1,2,3 — \eta_т = \eta_к = 0.90$: $1 — \pi_к = 20$; $2 — 30$; $3 — 40$; $4 — \eta_т = \eta_к = 0.95$, $\pi_к = 30$; $5 — \eta_т = \eta_к = 1.0$, $\pi_к = 30$

Если принять политропные КПД турбины и компрессора одинаковыми и равными $\eta_т = \eta_к = 0.90$, то при $\pi_к = 30$, начиная с температуры газа перед турбиной 1600°С КПД установки практически не растет, а начиная с температуры 1800°С медленно снижается (рис.1, кривая 2). Максимальное значение КПД составляет ~48.3%. При $\pi_к = 20$ оптимум по КПД смещается в зону более низких температур 1500—1600°С (кривая 1). При высоких значениях $\pi_к \approx 50 — 60$ максимальная температура достигает 2000°С. С увеличением КПД турбомашин оптимум по температуре смещается в зону более низких значений. При $\pi_к = 30$ и $\eta_т = \eta_к = 0.95$ максимальная начальная температура снижается до 1300—1500°С. Её влияние на коэффициент полезного действия становиться слабым. При повышении температуры от 1200°С до 2000°С изменение КПД не превышает 1,3% (кривая 4 на рис.1). Уровень максимальных КПД повышается на ~5% абсолютных, с 48,3% до 53.3%. При идеальных турбомашинах $\eta_т = \eta_к = 1.0$ с увеличением температуры газа КПД газотурбинной установки снижается (кривая 5 на рис.1).

Выводы. Предельная начальная температура газа в газотурбинных установках ниже стехиометрической. Её величина существенно зависит от эффективности турбомашин. При политропных КПД турбомашин 90% предельная температура газа составляет 1500—1800°С для степени повышения давления в компрессоре $\pi_к = 20 — 40$. При увеличении КПД турбомашин оптимум по начальной температуре смещается в зону более низких значений, а зависимость КПД установки от температуры становиться более слабой. Увеличение КПД турбомашин на 1% повышает максимальный КПД газотурбинной установки примерно на ~1% (абсолютный) и снижает

максимальную температуру перед турбиной на ~60°С. КПД идеальной газотурбинной установки снижается по мере роста начальной температуры газа.

ЛИТЕРАТУРА

1. Turbomachinery Handbook. 2021. Vol. 61. № 6
2. Ромахова Г. А. Влияние расхода охладителя на показатели газотурбинных установок//Электрические станции. 2016. № 10. С. 9—12
3. The Effect of Turbine Blade Cooling on the Cycle Efficiency of Gas Turbine Power Cycles/ R.C. Wilcock, J.B. Young, J.H. Horlock// Journal of Engineering for Gas Turbines and Power. 2005. Vol. 127, pp.109-120

УДК 662.765

В.В. Безруких
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

РАСЧЕТ ХАРАКТЕРИСТИК ГЕНЕРАТОРНОГО ГАЗА ПРИ ГОРНОВОЙ ГАЗИФИКАЦИИ УГЛЯ РАЗЛИЧНЫХ МАРОК ДЛЯ СЖИГАНИЯ В ГТУ

Введение. Использование всего спектра возможных энергетических ресурсов – одна из основных целей любой энергетически независимой системы. В России множество различных энергоресурсов: природный газ, нефть, уголь и т.д. Для каждого необходимо найти наиболее экономичный, эффективный, экологичный и реализуемый на практике способ использования.

Актуальность. На данный момент Россия находится на 6-м месте в мире по добычи угля и на 2-м по его запасам. Для успешного развития энергетики в экономическом и экологическом планах необходимо изучение различных способов переработки угля [2]. Наиболее успешно в мире развивается газификация угля, которая позволяет использовать уголь как источник энергии для различных энергоустановок, в том числе и высокоэффективных парогазовых.

Методы исследования. Исследование производится с помощью математической среды Mathcad с основой на методику расчета горнового газификатора ВТИ [1].

Цель исследования. Изучить состав и свойства генераторного газа, получаемого из горнового газогенератора при газификации различных марок угля. Объект исследования – горновая газогенераторная установка. Предмет исследования – состав и характеристики генераторного газа, получаемого из различных марок угля горновой газификацией. При расчетах решались следующие задачи: расчет состава генераторного газа, расчет теплотворной способности генераторного газа, определение температуры газа на выходе из установки. Рассматриваемая газогенераторная установка основана на горновом методе. Данный метод представляет собой газификацию в плотном слое с обращенным воздушным дутьем (к воздуху может быть подмешан водяной пар или угольная пыль) при жидком шлакоудалении. Воздушное дутье позволяет отказаться от дорогостоящей воздухоразделительной установки. Размер

подаваемого в установку угля должен быть порядка 5…50 мм. Также возможна подача угольной пыли в размере до 30% от общего количества подаваемого топлива (ограничение связано с резким увеличением механического уноса). Качество угля ограничивается максимальной зольностью $A^d \leq 30\%$. Процесс горновой газификации происходит следующим образом. В нижнюю часть слоя топлива через фурмы внедряется острое воздушное дутье, на выходе дутья из фурм образуется очаг горения с температурой порядка 1970…2175 К, которая обеспечивает плавление шлака и его удаление через специальную летку, а также усиление восстановительных эндотермических реакций в газах. В верхней части газогенератора происходит выделение из топлива летучих веществ, которое положительно влияют на теплотворную способность газа, однако и провоцируют появление в газе смол. Расчеты состава и характеристик генераторного газа проводились для следующих углей: Березовский (Канско-Ачинский бассейн), Приозерный (Тургайский бассейн), Бородинский (Канско-Ачинский бассейн). Состав рабочей массы топлива приведен в таблице 1.

Таблица 1: Состав рабочей массы топлива

Уголь	Характеристика, %						
	W^r*	A^r*	C^r*	H^r*	N^r*	S^r*	O^r*
Березовский	20	5,61	52,78	3,7	0,48	0,24	17,19
Приозерный	25	17,23	43,38	3,13	0,63	0,75	13,75
Бородинский	33	7,4	42,6	3	0,6	0,2	13,2

*- r – рабочая масса, W – влага, A – зола, C – углерод, H – водород, N – азот, S – сера, O – кислород.

Также для расчета необходимы теплота сгорания топлива и выход летучих. Для Березовского угля: Q_i^d = 19,33 МДж/кг, V^d = 48,0 %; для Приозерного угля: Q_i^d = 16,00 МДж/кг, V^d = 48,2 %; для Бородинского угля: Q_i^d = 15,28 МДж/кг, V^d = 47,0 %.

Результаты расчета газификации при давлении 0,7 МПа и расходе острого пара 0,19 кг/кг.у. данных углей приведены в таблице 2.

Таблица 2: Результаты расчета горновой газификации

Характеристика	Уголь		
	Березовский	Приозерный	Бородинский
Состав газа, %:			
CO	26,24	24,39	23,72
CO_2	5,39	5,42	4,87
CH_4	4,31	4,06	3,90
H_2	16,90	19,20	18,00
H_2O	12,27	17,62	21,72
N_2	34,86	29,18	27,76
H_2S	0,03	0,13	0,03
Расход острого пара на дутье $G_{о.п.}$, кг/кг(угля)	0,19	0,19	0,19
Теплотворная способность Q_i^d, МДж/м3	6,696	6,646	6,348
Температура за газогенератором Θ, °C	995	893	760

Выводы. Из результатов расчетов видно, что горновая газификация позволяет получать высокую теплотворную способность газа, которая обеспечивается большим содержанием в газе H_2 и CO_2. Что позволяет использовать данный газ в качестве топлива для ГТУ (после предварительной очистки). Данный вид газификаторов при дальнейших исследованиях и создании опытных установок позволит создать отечественную линейку газифицирующего оборудования, которая позволит не зависеть от зарубежных установок.

ЛИТЕРАТУРА

1. С.И. Сучков Разработка отечественной технологии газификации твердого топлива для парогазовых установок. – М.: НТФ «Энергопрогресс», 2013. – 120с.: ил. [Библиотека электротехника, приложение к журналу «Энергетик»; Вып. 7 (175)].
2. Л.С. Плакиткина, Ю.А. Плакиткин Парижское соглашение по климату, Covid-19 и водородная энергетика – новые реалии добычи и потребления угля в странах ЕС и Азии в период до 2040 года. – Горная промышленность. 2021; (1): 83-90 с.

УДК 621.165

М.В. Тимофеев, В.А. Суханов
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

РАСЧЕТНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ДИНАМИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК САР ЧАСТОТЫ ВРАЩЕНИЯ РОТОРА ТУРБИНЫ К-300-240 ЛМЗ ПРИ ЕЕ РАБОТЕ С НАГРУЗКОЙ НА СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ

Введение. Известно, что системы автоматического регулирования (САР) являются неотъемлемой частью турбоагрегатов. Следует также отметить, что паровые турбины большой мощности, выпускаемые ЛМЗ (АО «Силовые машины»), оснащаются электрогидравлическими САР [1, 2].

Актуальность. При работе турбины на режимах малых нагрузок особенно важным является вопрос обеспечения устойчивости САР. Изложенное и обусловливает практический интерес к обеспечению устойчивости электрогидравлической САР частоты вращения ротора конденсационной паровой турбины с промежуточным перегревом при ее работе с нагрузкой на собственные нужды.

Цель исследования. Получение оптимальных значений параметров ПИ-регулятора частоты вращения ротора мощной конденсационной паровой турбины с промежуточным перегревом. Объектом исследования является САР частоты вращения ротора турбины К-300-240 ЛМЗ, а предметом исследования – динамические характеристики указанной САР [2, 3]. Расчетные исследования проводились в программном пакете MATLAB Simulink. Для достижения сформулированной цели необходимо решение следующих задач:

1. Разработать S-модель САР частоты вращения ротора турбины К-300-240 ЛМЗ при ее работе с нагрузкой на собственные нужды и провести на ней в MATLAB Simulink исследования динамических характеристик этой системы.

2. На основе анализа результатов, полученных в ходе исследований, определить оптимальные значения параметров ПИ-регулятора частоты вращения ротора турбины.

S-модель САР частоты вращения ротора паровой турбины К-300-240 ЛМЗ представлена на рисунке 1. Как следует из рассмотрения рисунка 1, S-модель САР состоит из следующих упрощенных S-моделей: ПИ-регулятора частоты вращения ротора, электрогидравлического преобразователя-сумматора (ЭГП-С), сервомотора, а также паровой и механической (ротор, работающий на одиночную нагрузку) частей турбины.

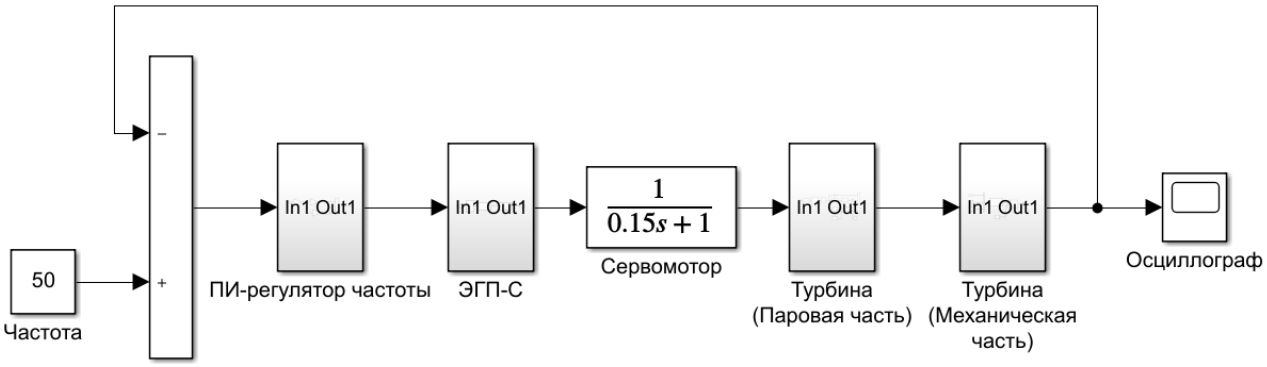


Рисунок 1 – S-модель САР частоты вращения ротора паровой турбины

Выбор оптимальных значений параметров ПИ-регулятора (постоянной времени интегральной T и коэффициента усиления пропорциональной k составляющих регулятора) осуществлялся путем сравнения качества переходных процессов для различных значений этих параметров при ступенчатом изменении мощности турбины с последующей оценкой коэффициентов запаса устойчивости. Графики переходных процессов для исследуемых значений T и фиксированном значении k приведены на рисунке 2.

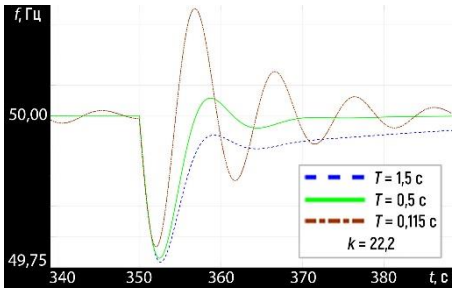


Рисунок 2 – Графики переходных процессов для различных значений T и фиксированном значении k

Выбор оптимального значения T, соответствующего 0,5 с, обеспечивает коэффициент запаса до границы устойчивости, равный 4,4.

Графики переходных процессов для исследуемых значений k при, выбранном ранее, оптимальном значении T приведены на рисунке 3.

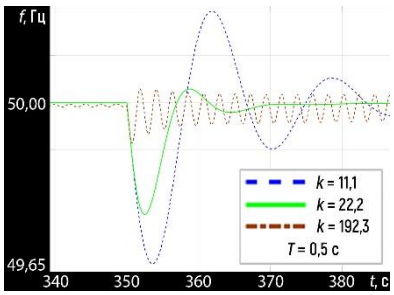


Рисунок 3 – Графики переходных процессов для различных значений k и фиксированном значении T

Выбор оптимального значения k, соответствующего 22,2, обеспечивает коэффициент запаса до границы устойчивости, равный 8.

Выводы. Разработана S-модель САР частоты вращения ротора паровой турбины К-300-240 ЛМЗ, которая может быть использована для оценки качества переходных процессов и запасов устойчивости рассматриваемой системы. Получены оптимальные значения параметров ПИ-регулятора, обеспечивающие необходимые качество переходного процесса и значения коэффициентов запаса до границы устойчивости.

ЛИТЕРАТУРА

1. Волчегорский М. Л. Электрогидравлические системы регулирования и защиты паровых турбин ЛМЗ / М. Л. Волчегорсксий, С. Ю. Помелов // Энергомашиностроение. – 2006. – №4. – с. 5-13.
2. Егоршин В. П. Улучшение динамических характеристик систем автоматического регулирования мощных паровых турбин ЛМЗ: учеб. пособие / В. П. Егоршин, М. С. Фрагин. – СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2013. – 256 с.: ил.
3. Егоршин В. П. Теория автоматического регулирования и автоматизация энергетических установок: учеб. пособие / В. П. Егоршин, С. Н. Маспанов, В. А. Суханов. – СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2021. URL: https://elib.spbstu.ru/dl/5/tr/2021/tr21-107.pdf

УДК 621.165

И.Ю. Талабира, Н.А. Забелин
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

РАСЧЕТ СПЕКТРА КАПЕЛЬ В ПОСЛЕДНИХ СТУПЕНЯХ ЦНД ПАРОВЫХ ТУРБИН

Введение. Существенным фактором, сокращающим срок эксплуатации рабочих лопаток последних ступеней паровых турбин тепловых и атомных электростанций, является капельная эрозия, наиболее сильно проявляющаяся в периферийной зоне, что обусловлено высокими окружными скоростями и повышенной влажностью потока рабочего тела [1]. На частичных режимах интенсивной эрозии подвержены выходные кромки у корня лопаток, когда в возникающем срывном вихре происходит подсос влаги из выхлопного патрубка. Главным фактором, влияющим на скорость эрозии является диаметр капель, поэтому необходимо изучение условий, при которых могут существовать наиболее крупные и эрозионно опасные капли.

Актуальность. Вопрос повышения эрозионостойкости стал особенно актуальным в настоящее время, когда ведущие турбиностроительные фирмы мира, для увеличения единичной мощности агрегатов, разрабатывают сверхдлинные лопатки последних ступеней турбин, что приводит к росту окружных скоростей на периферии проточной части.

Цель исследования. Определение условий существования и распада наиболее крупных капель в полидисперсных пароводяных аэрозолях.

Методы и результаты исследования. С учетом определенной цели решались следующие задачи:

1. Выбор критериев для описания условий существования крупных капель.
2. Определение максимального размера капель в последних ступенях конденсационных турбин.

По изучаемому вопросу было проанализировано большое количество работ. Так, например, Т. Кекеси, Г. Амберг, Л. Прал Виттберг провели моделирования состояния капли при различных значениях числа Вебера и установили, что при приближении критерия $We_{\text{кр}} = 12$, капля значительно деформируется и разрушается [2]. И.И.Кириллов с соавторами, при расчёте дробления капель, сходящих с выходных кромок лопаток, используют значения критерия Вебера близкое к $We_{\text{кр}} = 14$ [3]. Аналогичные результаты были получены в работах [4, 5].

Наиболее крупные капли образуются в кромочном следе решёток и обладают малыми скоростями в сравнении со скоростью потока пара, который разбивает их на более мелкие. При движении капель вместе с потоком, происходит их коагуляция и достижения критического размера, когда диаметр капли слишком большой, она начинает сильно отставать от потока, растёт разность потенциалов старостей [4]. Критерием, определяющим существование наиболее крупных капель, является критерий Вебера, представляющий собой безразмерную величину, показывающую соотношению аэродинамических сил, стремящихся разорвать каплю и сил поверхностного натяжению, препятствующих её разрыву.

$$We = \frac{\rho_{\text{п}} \cdot \Delta c^2 \cdot d}{\sigma} \quad (1)$$

где $\Delta c = c_{\text{п}} - c_{\text{к}}$ – разность скоростей парового потока, несущего каплю и скорости самой капли, $\rho_{\text{п}}$ – плотность пара, d – среднемассовый диаметр капли, σ – коэффициент поверхностного натяжения.

Скорость капли можно выразить через коэффициент скольжения $k_{\text{ск}}$, показывающий отношение скорости капли к скорости несущего потока, его значения принимаем в диапазоне 0,9–0,95 [4].

$$\frac{c_{\text{к}}}{c_{\text{п}}} = k_{\text{ск}} \quad (2)$$

В изученных статьях критические значения критерия Вебера лежат в широком диапазоне 3–45, но в основном авторы сходят к тому, что для условий

паровых турбин критическое значение Критерия Вебера лежит в пределах 12–14, что и было принято при выполнении расчетов. Параметры, соответствующие условиям последней ступени ЦНД представлены в таблице 1.

Таблица 1: Исходные данные

Величина	Обозначение	Единицы	Значение
Скорость потока	$c_{\text{п}}$	м/с	300
Плотность пара	$\rho_{\text{п}}$	кг/м^3	0,070721
Температура пара	$T_{\text{п}}$	°С	44,33
Коэффициент поверхностного натяжения	σ	Н/м	$68{,}9 \cdot 10^{-3}$
Динамическая вязкость пара	$\mu_{\text{п}}$	Па·с	$1{,}044 \cdot 10^{-5}$

Выполненный расчет позволил определить среднемассовые размеры капель за сопловым аппаратом ступени, рисунок 1.

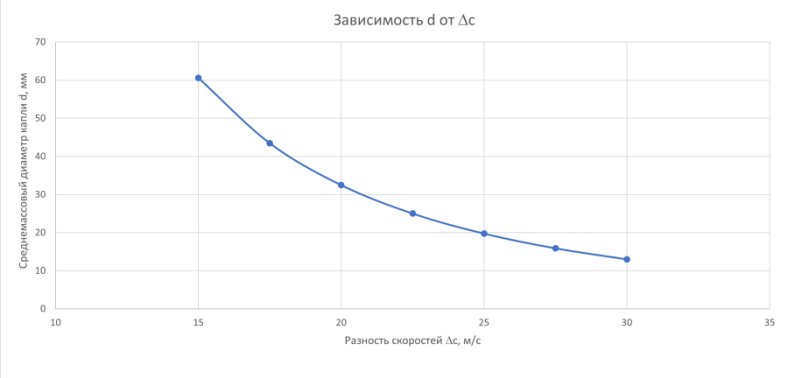


Рисунок 1 – Зависимость среднемассового диаметра капель от разности скорости потока пара и скорости капли.

Выводы. По мере увеличения размеров капель, их количество гиперболически снижается. Распределение массы капель по размерам носит параболический характер при этом диаметр наиболее крупных капель превышает среднемассовый в 2,01 раза, что соответствует граничным условиям. Результаты расчета будут использованы при разработке мероприятий по влагоудалению и защите от эрозии рабочих лопаток последних ступеней ЦНД.

ЛИТЕРАТУРА

1. Маркус Шац и Тимо Эберле. Экспериментальное исследование влажности пара на модельной паротурбинной установке: представление результатов и сравнение с данными расчетной гидродинамики. Журнал мощность и энергия. 2014, том 228(2), с 129–142.
2. Т. Кекеси, Г. Амберг, Л. Прал Виттберг. Капельная деформация и разрушение. Международный журнал многофазных потоков №66, 2014, с. 1–10.
3. Кириллов И.И., Фаддеев И.П., Амелюшкин В.Н. и соавт. Дробление пленок влаги на сходе с кромок сопловых лопаток паровых турбин. Инженерно-физический журнал, 1968, т. 15, №1, с .85-90.
4. Н.А. Забелин. Исследование сепарации влаги в подводящих и перепускных патрубках паровых турбин. Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук Л.,1982

5. Г.А. Филиппов, О.А. Поваров, В.В. Пряхин. Исследование и расчёты турбин влажного пара. Под редакцией М.Е. Дейча. Издательство «Энергия» Москва 1973.

УДК 629.039.58

Н.А. Селезнев[1,2], М.И. Куколев[1], М.А. Гвоздев[2]
[1] Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого
[2] АО «Атомэнергопроект» - Санкт-Петербургский проектный институт

СОВРЕМЕННЫЙ ПОДХОД К АЛГОРИТМУ РАБОТЫ СПРИНКЛЕРНОЙ СИСТЕМЫ АЭС

Введение. Спринклерная система защитной оболочки (JMN) – активная локализующая система безопасности АЭС, предназначенная для снижения давления внутри контайнмента при авариях с течью теплоносителя и разрывами паропроводов второго контура. Впрыск под герметичную оболочку раствора борной кислоты является эффективным средством конденсации пара, а также связывания активных изотопов, но негативно влияет на водородную безопасность.

Актуальность. Активное проектирование АЭС в Финляндии, Венгрии, Китае и России, в частности, второй очереди Ленинградской атомной электростанции-2, повышает актуальность модернизации существующих проектных решений с учетом нового опыта по обеспечению водородной безопасности при тяжелой аварии (ТА) [1].

Цель исследования. Проанализировать существующие требования к функционированию системы JMN и подходы к их выполнению с точки зрения алгоритма включения системы. Определить оптимальный алгоритм. Основной функцией спринклерной системы является впрыск под защитную оболочку раствора борной кислоты в виде капель, на которых происходит быстрая конденсация пара, образовывающегося при авариях с разрывами паропроводов второго контура внутри защитной оболочки и авариях с течью теплоносителя (LOCA). Также система JMN предназначена для связывания активных изотопов йода, попадающих в атмосферу контайнмента при LOCA путем подмешивания в распыляемую среду раствора химреагентов. Предотвращение утечки радиоактивных веществ из контайнмента в данном случае наиболее эффективно при как можно более раннем запуске спринклерной системы после возникновения исходного события. Основным, и критически важным, недостатком системы JMN является значительное увеличение угрозы взрыва водорода при активации впрыска и схлопывания парогазовой смеси за счет быстрой конденсации пара в верхнем объеме контайнмента [2]. Это накладывает ограничения на работу системы в режимах тяжелых аварий (запроектных аварий с плавлением топлива), когда в контайнмент выходят значительные массы водорода при протекании пароциркониевой реакции на оболочках твэлов [3]. Алгоритм активации функции впрыска под защитную оболочку должен соответствовать всем вышеперечисленным факторам. На текущий момент в

проектах АЭС с ВВЭР-1200 используется три различных подхода к данному алгоритму. На первой очереди ЛАЭС-2, а также типовых проектах Белорусской и Тяньваньской АЭС используется полностью автоматический алгоритм работы, предусматривающий активацию функции впрыска всеми каналами системы с проектным расходом по сигналу превышения давлением в контайнменте значения уставки. Предотвращение критического снижения давления осуществляется путем отключения впрыска по нижней уставке, насосы переводятся в режим работы по линии рециркуляции. Работа системы JMN не требует вмешательства оператора. В проекте АЭС Ханхикиви-1 предусмотрена ручная активация функции впрыска. Оператор активирует JMN вручную с БПУ или РПУ, причем данная возможность появляется у него только после тридцати минут с достижения давлением в контайнменте уставки. Решение об активации функции в итоге лежит на операторе, то есть при отсутствии необходимости или при переходе аварии в стадию тяжелой, система JMN может вообще не использоваться. Третий подход к активации функции используется в проекте АЭС Пакш-2. В основе алгоритма лежит автоматическое включение и отключение впрыска под герметичную оболочку по сигналам датчиков давления в контайнменте, однако с целью предупреждения впрыска при ТА в алгоритм добавлено дополнительное условие по принудительному отключению системы. В качестве сигнала о переходе аварии в стадию запроектной с плавлением топлива используется отсутствие расхода в напорных каналах систем аварийного ввода бора высокого (JND) и низкого (JNG1) давления. Данный алгоритм предотвращает впрыск борной кислоты в контайнмент при угрозе выхода водорода в результате пароциркониевой реакции. С нашей точки зрения оптимальным является алгоритм, применяемый в проекте АЭС Пакш-2. В первую очередь, автоматический алгоритм снимает с оператора часть нагрузки. Во вторую – данный алгоритм положительно влияет на радиационную безопасность на начальных стадиях проектных аварий, так как не содержит задержки по активации. Водородная безопасность достигается за счет включения в алгоритм уставки безрасходного режима насосов аварийного ввода бора JND и JNG1, определяющей переход в ТА. Применение данного подхода на ЛАЭС-2, блоки №3, 4 предполагает изменение подхода к выявлению отказа систем JND и JNG1, ввиду исключения из проекта (по сравнению с АЭС Пакш-2) общей линии рециркуляции насосов систем безопасности и, как следствие, отсутствия таких датчиков расхода, показания которых однозначно сигнализировали бы об отказе данных систем. Наиболее простым решением является использование сигнала «ни один из насосов JND и JNG1 не в работе». Эффективным средством снижения давления в контайнменте при ТА является система пассивного отвода тепла (СПОТ).

Выводы. Определяющими для выбора алгоритма работы спринклерной системы являются факторы радиационной и водородной безопасности. На текущий момент существуют различные подходы к активации функции впрыска, каждый из которых делает упор на активацию в тех или иных проектных

условиях. Решение с автоматической функцией впрыска по уставке давления и принудительным отключением по условию перехода в режим ТА является оптимальным и может быть применимо на новых проектах.

ЛИТЕРАТУРА

1. Кириллов И.А., Харитонова Н.Л., Шарафутдинов Р.Б., Хренников Н.Н. Обеспечение водородной безопасности на атомных электростанциях с водоохлаждаемыми реакторными установками. Современное состояние проблемы // Ядерная и радиационная безопасность, 2017. №2 (84). С. 1-12;
2. Григорьев С.Ю. Моделирование процессов конвективного перемешивания и пристеночного массообмена в задачах анализа водородной безопасности АЭС при тяжелой аварии. Диссертация на соискание ученой степени кандидата физико-математических наук: 05.13.18 / Григорьев Сергей Юрьевич. – М., 2016;
3. Mitigation of hydrogen hazards in severe accidents in nuclear power plants, IAEA-TECDOC-1661, 2011.

УДК 662.611.22

З.В. Ковганов, В.А. Романко
Белорусский национальный технический университет

СОЗДАНИЕ ПРОГРАММЫ РАСЧЕТА ОСТАТОЧНОГО ТЕПЛОВЫДЕЛЕНИЯ ОТРАБОТАВШЕГО ЯДЕРНОГО ТОПЛИВА И РАСХОДА ВОДЫ ДЛЯ ЕГО ОХЛАЖДЕНИЯ

Введение. Для работы любой тепловой электростанции необходимо топливо. Так, например, на конденсационных электростанциях (КЭС) и тепловых электроцентралях (ТЭЦ) сжигают химическое топливо (уголь, природный газ, мазут и т. д.) и выделяемую теплоту преобразуют в электроэнергию [1]. На атомных электростанциях (АЭС) тепло выделяется благодаря делению ядерного топлива в тепловыделяющих элементах (ТВЭЛах).

Актуальность. На сегодняшний день атомная энергетика позволяет получать максимальное количество энергии, используя минимальный объем топлива, при этом избегая выделения вредных побочных продуктов. Но появляется проблема хранения отработавшего ядерного топлива (ОЯТ).

Цель исследования. Создание программы для быстрого расчета остаточного тепловыделения ОЯТ и количества расхода воды для его охлаждения. Объектом исследования является их расчет, а предмет исследования – ОЯТ и охлаждающая вода. Исходя из цели, были поставлены следующие задачи:

1. Анализ принципа работы бассейнов охлаждения ОЯТ;
2. Создание программы расчета.

Изучив работу ядерного реактора, можно прийти к выводу, что после длительной работы, его мощность снижается. Чтобы решить эту проблему, необходимо заменить ОЯТ на свежее. Но после выгрузки этого топлива из активной зоны реактора оно все еще продолжает выделять некоторое количество теплоты. Чтобы избежать вредных выбросов в атмосферу из-за разрушения оболочки ТВЭЛа путем действия на него остаточного тепловыделения, ОЯТ

необходимо охлаждать. Для этого на АЭС размещены так называемые бассейны выдержки, где и хранится это отработавшее топливо. Для охлаждения ОЯТ в бассейнах выдержки должна поддерживаться постоянная температура. Достигается это путем циркуляции охлаждающей среды в зоне расположения топлива. Нагретая от топливных элементов вода с помощью циркуляционного насоса поступает в охлаждающую установку. После снижения температуры она поступает обратно в бассейн, где вновь нагревается. Чтобы рассчитать расход воды, необходимый для поддержания постоянной температуры воды в бассейне выдержки, необходимо знать количество выделяемой теплоты от ОЯТ. Для этого существует формула Вэя—Вигнера [2]:

$$w = W \cdot 0{,}002 \cdot (t^{-0,2} - (t+T)^{-0,2}), \text{ где} \quad (1)$$

w, кВт – тепловая мощность кассет после прекращения реакции деления в активной зоне реактора;
W, кВт – тепловая мощность кассет в активной зоне реактора;
t, лет – время выдержки кассет после прекращения реакции деления в активной зоне реактора;
T, лет – время работы кассет в активной зоне реактора.

Чтобы отводить выделяемое кассетами тепло необходим расчет расхода охлаждающей воды. Рассмотрим формулу:

$$Q = c \cdot m \cdot (t_2 - t_1), \text{ где} \quad (2)$$

Q, Дж – количество теплоты, необходимой для нагрева воды;
c, $\frac{\text{Дж}}{\text{кг °С}}$ - удельная теплоемкость воды (4183 $\frac{\text{Дж}}{\text{кг °С}}$);
m, кг – масса воды;
t_2, °С – температура, до которой нужно нагреть воду;
t_1, °С – начальная температура воды;

Если пренебречь потерями теплоты в атмосферу и считать температуру воды в бассейне выдержки неизменной, то при расчете расхода воды для охлаждения обе части формулы (2) разделим на время и получим:

$$w = c \cdot G \cdot (t_2 - t_1), \text{ где} \quad (3)$$

w, Вт – тепловая мощность кассет;
G, $\frac{\text{кг}}{\text{с}}$ – массовый расход воды.

Так как подразумевается постоянство температуры в бассейне, то все выделяемое тепло от кассет идет на нагрев охлаждающей воды. Следовательно, за t_2 будем принимать температуру, которая должна быть в бассейне выдержки, а за t_1 – температуру охлаждающей воды.

Тогда окончательный вид формулы:

$$G = \frac{w}{c \cdot (t_б - t_{охл})} \quad (4)$$

Таким образом, зная, как производится расчет, по формулам (1) и (4), создадим программу, которая считает расход воды на охлаждение и строит

графики зависимостей для лучшей интерпретации результата и большей наглядности.

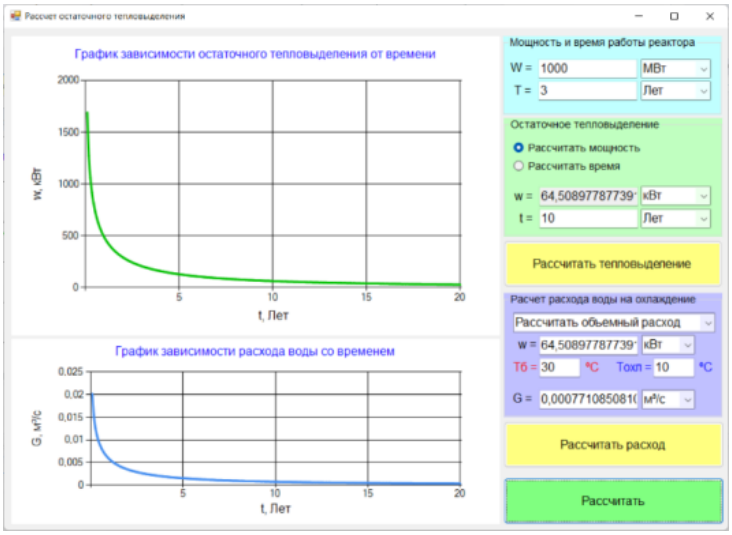


Рисунок 1 – Внешний вид программы

В программе есть возможность отдельного расчета как остаточного тепловыделения, так и расхода воды в различных единицах измерения. Также для наглядности построены два графика зависимости расхода воды и тепловыделения от времени. Так, с помощью разработанного алгоритма можно произвести расчет в разы быстрее и точнее, что позволяет сэкономить время. Программа имеет человекоориентированный интерфейс, поэтому её удобно использовать любому специалисту как для расчета параметров ОЯТ и системы его охлаждения, так и для анализа данных [3].

Выводы. Используя C++ составлена, программа, которая существенно ускоряет процесс расчета остаточного тепловыделения отработавшего ядерного топлива и расхода воды для его охлаждения. Программа позволяет производить анализ происходящих процессов и формировать графики их протекания.

ЛИТЕРАТУРА

1. Ковганов, З. В. Применение возможностей языка C++ для расчета выделяемой теплоты при сжигании топлива [Электронный ресурс] / Актуальные проблемы энергетики 2021. – Режим доступа: https://rep.bntu.by/handle/data/108932. – Дата доступа: 23.03.2022.
2. АЭС с шахтой выдержки отработавшего ядерного топлива [Электронный ресурс] / Обращение с РАО и ОЯТ. – Режим доступа: http://proatom.ru/modules.php?name=News&file=print&sid=8035. – Дата доступа: 24.03.2022.
3. Прата, С. Язык программирования C++. Лекции и упражнения / С. Прата. – М. : Вильямс, 2014. – 1244 с.
4. Молоскин, А. Е. Оценка влияния капель при отводе тепла от стенки твэла при повторном заливе активной зоны ВВЭР / А. Е. Молоскин, И. Л. Парамонова // Неделя науки СПбПУ : Материалы научной конференции с международным участием. Институт энергетики и транспортных систем, Санкт-Петербург, 19–24 ноября 2018 года. – Санкт-Петербург: Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования "Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого", 2018. – С. 26-28.

УДК 620.91

Б.М.Д.Н.С. Джайасингхе, У.Д.С. Гунасекара, В.В. Гаврилов, И.А. Лазарева
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

ЭНЕРГИЯ ВЕТРА И ПРИЛИВОВ КАК ДИНАМИЧНОЕ РЕШЕНИЕ ПРОБЛЕМЫ ЗАВИСИМОСТИ ШРИ-ЛАНКИ ОТ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Введение. Изменение климата на планете заставило Островное государство Шри-Ланка, как и многие страны, по-новому взглянуть на использование ископаемых видов топлива [1]. Вплоть до середины 90-х годов гидроэлектростанции были основным способом выработки электроэнергии. Однако, из-за стремительного роста потребления электроэнергии, на смену им пришли тепловые электростанции, на которых согласно данным Совета по электроэнергетике Цейлона (CEB) в 2020 году было произведено 64% от общего объема выработки электроэнергии [2].

Актуальность. Согласно Парижскому соглашению 2016 об изменении климата остров должен перейти к нулевым выбросам углекислого газа при одновременном увеличении генерирующих мощностей [3]. В настоящее время усилия властей Шри-Ланки сосредоточены на разработке планов по замене существующего энергетического оборудования на возобновляемые источники энергии. По данным DAC, эти усилия приведут к 2036 году к достижению доли возобновляемых источников энергии в диапазоне от 22% до 24% от общей выработки электроэнергии.

Методы исследования. Анализ применимости гибридных ветро-приливных электростанций в условиях Шри-Ланки и оценка влияния их внедрения на выбросы CO_2.

Цель исследования. Выявление наиболее перспективной технологии генерации электроэнергии в условиях сложного географического положения и стремления Шри-Ланки к снижению выбросов угле-кислого газа. Объектом исследования является гибридная ветро-приливная электростанция, предметом исследования - применимость ветро-приливных электростанций для генерации электроэнергии.

Для достижения поставленной цели были решены следующие задачи:

1. Анализ географического положения Шри-Ланки.
2. Выбор наиболее перспективного источника электроэнергии.
3. Оценка влияния внедрения выбранного источника электрической энергии на выбросы CO_2 Шри-Ланки.

Сочетание двух доступных морских возобновляемых источников энергии в Шри-Ланке: ветра и приливов, позволяет избежать опасных последствий использования электростанций на термальном масле и открывает перспективы для будущих разработок в секторе морских возобновляемых источников энергии [4]. Гибридная башня с ветровыми и приливными турбинами увеличит способность извлекать энергию ветра и приливов одновременно при меньших

затратах по сравнению с отдельными установками [5]. Модель гибридной башни мощностью 10 МВт, построенной из двух приливных турбин и отдельной ветряной турбины, показана на рисунке 1.

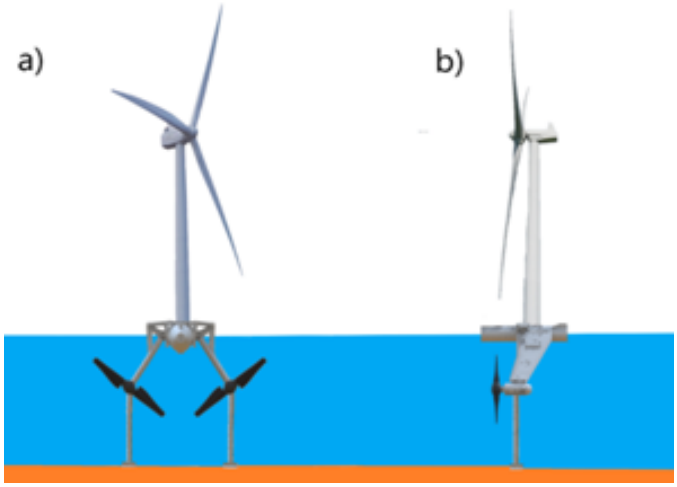


Рисунок 1 – а) Модель гибридной башни, б) Вид в профиль

Простота передачи электроэнергии с морской генерирующей платформы также является важным фактором, который следует учитывать. Эксплуатируемые в настоящее время морские возобновляемые источники энергии обычно используют системы передачи переменного тока высокого напряжения (ОВКВ) из-за относительно небольшого расстояния до электрических подстанций, что снижает избыточные затраты на передачу. Если места установки турбин находятся дальше от побережья, было бы выгодно использовать для передачи высоковольтную систему постоянного тока [3,4]. Из диаграммы, показанной на рисунках 2 и 3, следует, что в ходе реализации проекта гибридной ветровой и приливной электростанции выбросы CO_2 снизятся в соответствии с прогнозируемыми значениями.

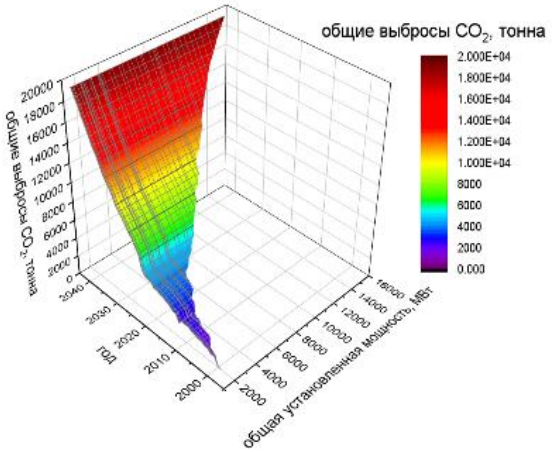


Рисунок 2 – Общие выбросы CO2 и их прогноз по годам для Шри-Ланки с 1998 по 2044 год при сохранении текущего топливно-энергетического баланса

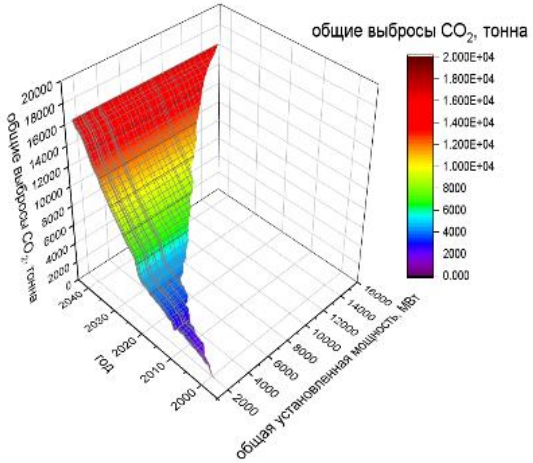


Рисунок 3 – Общие выбросы CO2 и их прогноз по годам для Шри-Ланки с 1998 по 2044 год в случае внедрения гибридных ветро-приливных электростанций начиная с 2030-ого года

Согласно рисункам 2 и 3 ожидается, что к концу 2031 года общие выбросы CO_2 сократятся на 5%, к 2036 году - на 7,5%, к 2041 году - на 10%, а к концу 2044 - на 15%. Спрос на электроэнергию, прогноз чистой генерации и необходимое количество гибридных ветро-приливных электростанций на 2031, 2036, 2041 и 2044 годы представлены в таблице 1.

Таблица 1: Спрос, прогноз чистой генерации и необходимое количество гибридных ветро-приливных установок на 2031–2044 годы

Год	Потребность, ГВт-ч	Чистая выработка, ГВт-ч	Пиковый спрос, МВт	Количество гибридных электростанций
2031	27,438	29,647	4,755	24
2036	35,100	37,844	6,078	46
2041	43,859	47,288	7,602	76
2044	53,703	57,901	9,317	140

Результаты расчётов показывают, что при строительстве к 2031-ому году в Шри-Ланке 24 комбинированных ветро-приливных установок мощностью 10 МВт каждая общие выбросы CO2 сократятся на 5%, а при строительстве 140 таких установок к 2044-ому году общие выбросы CO2 сократятся на 15%. Это будет хорошим началом в получении чистой энергии с использованием возобновляемых источников энергии.

Выводы. В условиях ежегодного роста цен на ископаемое топливо, высокой стоимости его транспортировки в Шри-Ланку и стремления страны к снижению выбросов углекислого газа, наиболее перспективной технологией получения электроэнергии является гибридная ветро-приливная турбинная электростанция. Внедрение 140 таких установок мощностью 10 МВт каждая позволит к 2044 году сократить выбросы CO_2 на 15%.

ЛИТЕРАТУРА

1. York, R., & Bell, S. E. (2019). Energy transitions or additions? Why a transition from fossil fuels requires more than the growth of renewable energy. In Energy Research and Social Science (Vol. 51, pp. 40–43). Elsevier Ltd URL: https://doi.org/10.1016/j.erss.2019.01.008
2. Ceylon Electricity Board. (2019). Sri Lanka Statistical Digest 2020 URL: https://ceb.lk/front_img/img_reports/1626946210CEB-Statistical_Digest-Form-2020-Web_Version.pdf
3. B. M. Don Nilan Sankalpa Jayasinghe and U. J. Sulakna Gunasekara, "Nuclear Power as a Possible Direction of Developing the Energy Sector of Sri Lanka," 2021 IEEE Conference of Russian Young Researchers in Electrical and Electron-ic Engineering (ElConRus), 2021, pp. 1435-1440, doi: 10.1109/ElConRus51938.2021.9396457.
4. Nasab, N. M., Kilby, J., & Bakhtiaryfard, L. (2021). Case study of a hybrid wind and tidal turbines system with a microgrid for power supply to a remote off-grid community in New Zealand. Energies, 14(12) URL: https://doi.org/10.3390/en14123636
5. Coles, D., Angeloudis, A., Goss, Z., & Miles, J. (2021). Tidal stream vs. Wind energy: The value of cyclic power when combined with short-term storage in hy-brid systems. Energies, 14(4) URL: https://doi.org/10.3390/en14041106

УДК 621.039

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

ТЕМПЕРАТУРНОЕ СОСТОЯНИЕ ТВЭЛА РЕАКТОРА БРЕСТ-ОД-300 ВО ВРЕМЯ НЕЗАПЛАНИРОВАННОГО ВЫВОДА СТЕРЖНЕЙ-ПОГЛОТИТЕЛЕЙ

Введение. Проект «Прорыв» госкорпорации «Росэнергоатом» нацелен на развитие чистой двухкомпонентной атомной энергетики на основе быстрых реакторов с жидкометаллическими теплоносителями. Частью этого проекта является реактор БРЕСТ-ОД-300 со свинцовым теплоносителем и аварийно-устойчивым смешанным нитридным уран-плутониевым (СНУП) топливом. Данному реактору, находящемуся на настоящий момент на этапе строительства, присущ принцип естественной безопасности. Согласно этому принципу, два типа наиболее тяжелых аварий – авария с неконтролируемым ростом мощности и авария с потерей отвода тепла, исключены только из-за физических свойств теплоносителя и топлива [1].

Актуальность. Для обоснования безопасности реакторной установки (РУ) используют в том числе и детерминистический анализ. Например, в докладе [2] был представлен анализ реализации проектного запаса реактивности при работе реактора на номинальной мощности. Расчет был выполнен для твэла с гелием в зазоре между оболочкой твэла и топливным сердечником. Использование этого инертного газа предусмотрено проектом, но параллельно ведутся испытания твэлов с другими топливными системами «топливо-оболочка». Применение в зазоре между топливом и оболочкой теплопроводной внутритвэльной прослойки из эвтектики на основе свинца привело бы к уменьшению количества запасенной в топливе энергии. Кроме того, согласно исследованиям, проведенными авторами работы [3], при использовании данного материала, на поверхности конструкционного материала образуется карбонитрид циркония в эвтектике на основе свинца, который обеспечивает антикоррозионную защиту. Поэтому для расчетов выбран твэл с теплопроводной прослойкой из сплава на основе свинца, легированного 2,25% Mg-до 0,2% Zr.

Цель исследования. Демонстрация эффективности использования эвтектической прослойки внутри твэла во время аварии с незапланированным выводом стержней-поглотителей. Объектом исследования является самый энергонапряженный твэл с жидкометаллической прослойкой реактора БРЕСТ-ОД-300, а предметом исследования – поле температур твэле. С учетом поставленной цели в исследовании решались следующие задачи:

1. Проведение аналитического расчета поля температур твэла при работе реактора на номинальной мощности.

2. Определение новых значений расхода теплоносителя, его температуры на входе/выходе из активной зоны, а также мощности реактора во время аварии.

3. Проведение аналогичного аналитического расчета с новыми входными параметрами.

Для первого приближения используется анализ аварии с незапланированным выводом стержней-поглотителей, выполненный для РУ с твэлами с гелиевым контактным слоем (рисунок 1). Был рассмотрен момент времени, соответствующий 380 секундам, так как в этот момент прогнозируется максимальная температура оболочки (1025°С) и «возможно частичное повреждение твэл, имеющих большую глубину выгорания» [2]. Таким образом, мощность и расход составляют 0,52 и 0,1 от номинальных значений соответственно, а температуры на входе и выходе из активной зоны – 470°С и 1000°С соответственно.

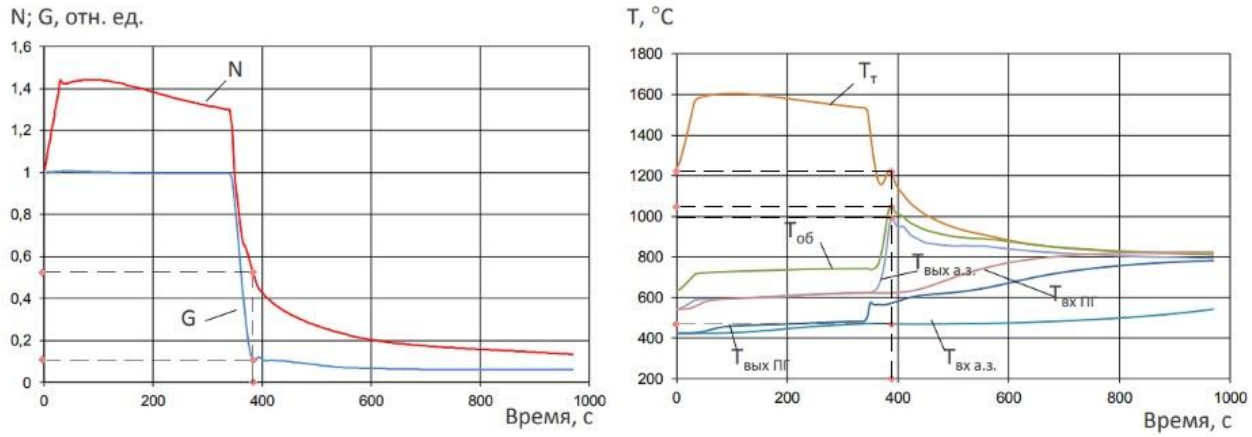


Рисунок 1 – Анализ реализации проектного запаса реактивности на номинальной мощности [2]

Согласно аналитическому расчету, проведенному для твэла с теплопроводной прослойкой из сплава на основе свинца, легированного магнием и цирконием, максимальная температура топлива не превышает 1067°С (рисунок 2), тогда как для твэла с гелием она в данный момент времени составила бы около 1220°. Согласно результатам расчетов, максимальная температура оболочки равна 1025°С, что согласуется с данными [2], принимая во внимание, что расчет ведется итерационно, «слоями», от теплоносителя к центру топливного сердечника.

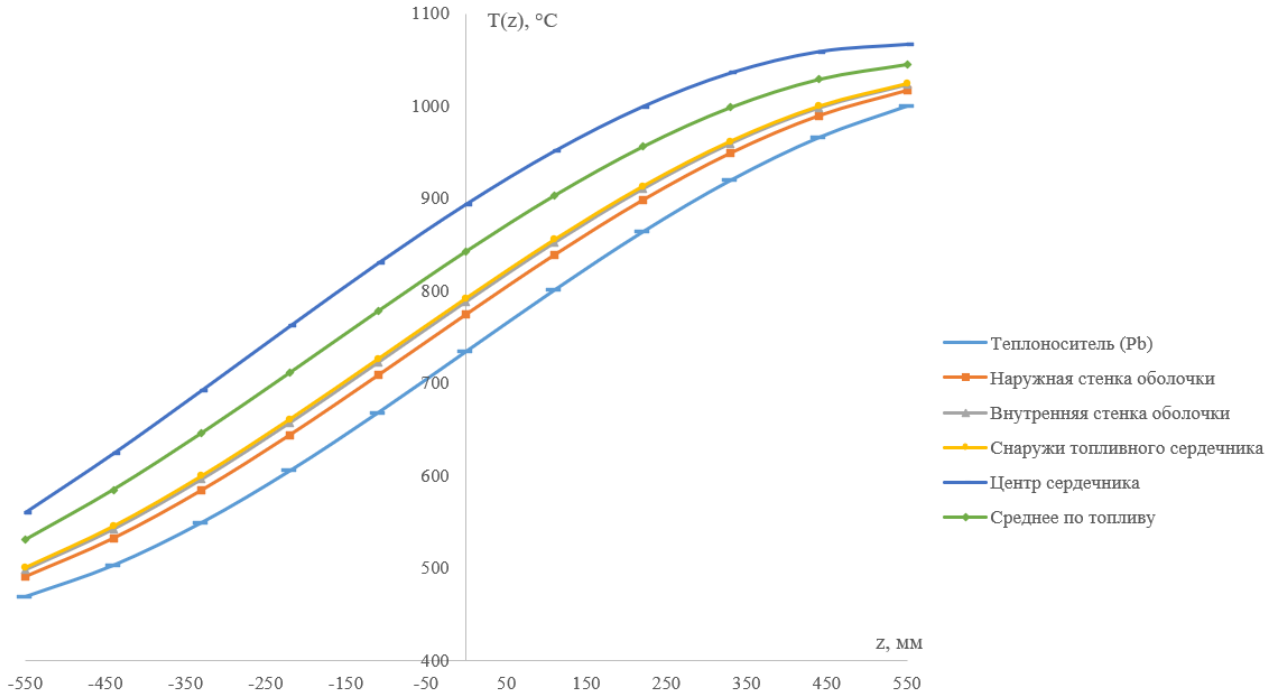


Рисунок 2 – Распределение температур по высоте самого энергонапряженного твэла с эвтектикой между оболочкой и топливом

Выводы. Использование внутритвэльного жидкометаллического подслоя позволит уменьшить температуру топлива на 153 градуса. Можно предположить, что при рассмотрении сценария для твэла с эвтектикой, теплосъем происходил бы более интенсивно, и температуры топлива и оболочки была бы еще ниже. Судя по эквидистантности линий на рисунке 2, градиент температур в твэле снижается, что также благотворно сказывается на его рабочем ресурсе.

ЛИТЕРАТУРА

1. В.В. Лемехов, В.С. Смирнов, А.А. Уманский «АКТИВНАЯ ЗОНА РЕАКТОРА БРЕСТ: СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ» // Проблемы машиностроения и автоматизации, №2 – 2013
2. Моисеев А.В., Реакторная установка БРЕСТ-ОД-300. Основные результаты расчетно-экспериментального обоснования безопасности // Проектное направление «Прорыв»: результаты реализации новой технологической платформы ядерной энергетики, 2015
3. Орлова Е.А., Круглов А.Б., Чуваев Д.В., Стручалин П.Г., Загребаев С.А., Жмурин В.Г. Тепловые характеристики твэла со свинцово-магниевым подслоем // Ядерно-реакторные константы. 2016, вып.4.

УДК 697.341

В.В. Гаврилов, Я.А. Владимиров, У.Д.С. Гунасекара, И.А. Лазарева
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ СТАЛЬНЫХ ТЕПЛОПРОВОДОВ И ГИБКИХ ТЕПЛОПРОВОДОВ КАСАФЛЕКС ДЛЯ РЕКОНСТРУКЦИИ ИЗНОШЕННЫХ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

Введение. Трубы тепловых сетей, проложенные ещё в СССР, исчерпали свой ресурс. Увеличившаяся частота прорывов тепловых сетей повлекла снижение надёжности теплоснабжения и увеличение расходов теплоснабжающих организаций на ремонт трубопроводов.

Актуальность. На 2020-ый год в Санкт-Петербурге почти 30% тепловых сетей находятся в ветхом состоянии и требуют замены [1]. При замене теплопроводов теплоснабжающие организации сталкиваются с выбором их типа. Альтернативой традиционным стальным теплопроводам в ППУ изоляции могут стать гибкие теплопроводы КАСАФЛЕКС из нержавеющей стали в изоляции из пенополиизоцианурата.

Методы исследования. Оценка экономической эффективности по методике приведенных затрат на строительство и содержание стальных теплопроводов и теплопроводов КАСАФЛЕКС.

Цель исследования. Выбор экономически целесообразного типа теплопроводов для реконструкции тепловой сети в Выборгском районе г. Санкт-Петербурга путём сравнения ежегодных затрат на теплосеть.

Объекты исследования – теплопровод КАСАФЛЕКС и теплопровод Сталь ППУ по ГОСТ 30732-2020. Предмет исследования – совокупные ежегодные затраты на передачу тепловой энергии потребителям.

Для достижения поставленной цели были решены следующие задачи:

1. Анализ подлежащего реконструкции участка схемы теплоснабжения в Выборгском районе города Санкт-Петербурга и вывод о необходимых показателях нового стального трубопровода и трубопровода КАСАФЛЕКС.

2. Определение ежегодных затрат на теплопроводы Сталь ППУ и КАСАФЛЕКС. Вывод о целесообразности использования трубопроводов КАСАФЛЕКС для реконструкции тепловой сети.

Для сравнения ежегодных затрат на передачу тепловой энергии выбран участок существующего ветхого трубопровода тепловой сети в Выборгском районе города Санкт-Петербурга, работающий по температурному графику 95/70, тип регулирования - качественное. Длина участка – 85,9 м, тип прокладки – бесканальная. В результате анализа существующего участка системы теплоснабжения сделаны выводы о необходимых показателях сравниваемых новых теплопроводов (таблица 1).

Таблица 1. Необходимые показатели теплопроводов Сталь ППУ и КАСАФЛЕКС для замены существующего ветхого трубопровода тепловой сети в Выборгском районе г. Санкт-Петербурга

Показатель	Значение	
Тип трубопровода	Сталь ППУ	КАСАФЛЕКС
Типоразмер трубопровода	133х4.0/225	163/225
Суммарная тепловая нагрузка потребителей на максимально-зимнем режиме, Гкал/ч	0,86	0,86
Расход в трубопроводе на зимнем режиме, т/ч	34,4	34,4
Внутренний диаметр трубопровода, мм	125 [2]	147 [3]
Удельное линейное падение давления в трубопроводе на зимнем режиме, Па/м	73,21	71,37
Плотность теплового потока при средней температуре эксплуатации, ккал/(ч·м)	105 [4]	117 [4]

Стоимость теплопроводов КАСАФЛЕКС выше, чем у теплопроводов Сталь ППУ, но срок их службы больше, что подтверждается более высокой коррозионной устойчивостью нержавеющей стали марки Х18Н10 по сравнению с углеродистой сталью теплопроводов Сталь ППУ [5]. В таблице 2 представлены результаты расчёта затрат на передачу тепловой энергии.

Таблица 2. Результаты расчета затрат на передачу тепловой энергии

Показатель	Сталь ППУ	КАСАФЛЕКС
Среднегодовые потери напора в системе, м. вод. ст.	0,610	0,583
Мощность привода насоса, кВт	0,048	0,046
Ежегодное потребление электроэнергии насосами, кВт·ч/год	417,10	398,69
Тариф на электроэнергию, р./(кВт·ч)	4,98 [6]	4,98 [6]
Стоимость электрической энергии, затрачиваемой на привод насосов, тыс. р./год	2,08	1,99
Стоимость земляных работ по прокладке трубопроводов на глубине 2 м, тыс. р.	1087,02	1087,02
Стоимость теплопроводов, тыс. р.	426,75	4391,21
Стоимость прокладки двухтрубной системы, тыс. р.	1513,77 [7]	5478,22
Срок службы теплопровода, лет	15 [8]	50 [8]
Амортизационные отчисления тепловой сети (включая ПИР и СМР), тыс. р./год	100,92	109,56
Ежегодные тепловые потери, Гкал/год	82,32	91,73
Тариф на покрытие тепловых потерь, р./Гкал	1524,10 [9]	1524,10 [9]
Годовые затраты на покрытие тепловых потерь, тыс. р./год	125,47	139,81
Затраты на ремонт, тыс. р./год	54,98	0,73
Затраты на очистку поверхностей трубопроводов, тыс. р./год	35,17	41,36
Ежегодные затраты на передачу тепловой энергии, тыс. р./год	316,95	291,86

Стоимость прокладки трубопроводов Сталь ППУ определена по нормативам цен строительства [7]. Стоимость земельных работ для прокладки теплопроводов Сталь ППУ получена путём вычитания из стоимости прокладки теплопроводов, полученной по [7], стоимости самих теплопроводов. В

предположении, что стоимость земельных работ по прокладке трубопроводов Сталь ППУ и КАСАФЛЕКС одинакова, стоимость прокладки теплопроводов КАСАФЛЕКС получена сложением стоимости земельных работ и стоимости самих теплопроводов. Затраты на ремонт получены исходя из статистики аварийности теплопроводов Сталь ППУ и теплопроводов КАСАФЛЕКС.

При выборе типоразмера альтернативной трубы КАСАФЛЕКС учитывалось требование не повышать нагрузку на сетевой насос, из-за чего была выбрана труба КАСАФЛЕКС большего внутреннего диаметра, чем для трубы сталь ППУ. Это повлекло увеличение затрат на амортизацию стоимости строительства теплопровода и затрат на покрытие тепловых потерь, но из-за более низких затрат на ремонт труб КАСАФЛЕКС и их меньшее гидравлическое сопротивление, использование теплопроводов КАСАФЛЕКС в условиях поставленной задачи экономически целесообразно.

Выводы. Для реконструкции тепловой сети в Выборгском районе г. Санкт-Петербурга выбор трубопроводов КАСАФЛЕКС позволит снизить ежегодные затраты на 8,6%. Кроме того, это решение увеличит надёжность теплоснабжения и избавит от необходимости перекладки труб в течение длительного времени.

ЛИТЕРАТУРА

1. Постановление Правительства Санкт-Петербурга от 17.03.2021 г. №124.
2. ГОСТ 30732-2020 Трубы и фасонные изделия стальные с тепловой изоляцией из пенополиуретана с защитной оболочкой.
3. 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
4. Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 30 декабря 2008 года №325.
5. Васильев, В. Коррозионная устойчивость гибких теплоизолированных труб "Касафлекс" / В. Васильев, О. Кроткова // Полимерные трубы. – 2006. – № 1(10). – С. 28-31.
6. Распоряжение комитета по тарифам Санкт-Петербурга от 27.12.2021 №231-р.
7. Приказ Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации от 30 декабря 2019 г. №916/пр.
8. Гибкие высокотемпературные теплоизолированные трубы "касафлекс" / А. С. Стрельников, Д. О. Круликовский, П. А. Чупров, А. С. Быков // Кулагинские чтения: техника и технологии производственных процессов: XIV Международная научно-практическая конференция: сборник статей, Чита, 26–28 ноября 2014 года / ЗабГУ. – Чита: ЗабГУ, 2014. – С. 162-167.
9. Распоряжение комитета по тарифам Санкт-Петербурга от 20.12.2021 №222-р.

УДК 621.354

К.В. Трушкова
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ СИСТЕМ АККУМУЛИРОВАНИЯ ДЛЯ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ИЗОЛИРОВАННЫХ РЕГИОНОВ

Введение. Системы накопления электроэнергии (СНЭ) являются одним из самых быстроразвивающихся секторов энергетики. Во многом это обусловлено широкой интеграцией СНЭ и возобновляемых источников энергии (ВИЭ). Так как выработка некоторых видов ВИЭ имеет случайный характер, возникает ряд проблем, которые можно решить преимущественно благодаря использованию накопителей.

Актуальность. Около 65% Российской Федерации являются территорией изолированного энергоснабжения [1], что делает задачу по обеспечению надежности электроснабжения данных регионов особо значимой. Применение систем аккумулирования на таких территориях позволяет преодолеть трудности, связанные с перебоями в питании электроэнергией, а также обеспечить положительный экономический эффект.

Методы исследования. Основными методами исследования, применяемыми в данной работе, являются анализ и синтез.

Цель исследования. Целью данной работы является анализ экономической и социальной эффективности применения различных систем аккумулирования для электроснабжения изолированных регионов России на основе энергокомплексов, объединяющих СНЭ и ВИЭ. С учетом поставленной цели в работе решались следующие задачи:

1. Построение графиков нагрузки потребителей и выработки ВИЭ.
2. Оценка целесообразности применения СНЭ.

За 10 лет применение накопителей выросло в 48 раз, увеличиваясь каждый год в среднем на 47% (рисунок 1). Изначально на повышение интереса к СНЭ повлияло быстрое развитие доли ВИЭ в современной энергетике, а их совместная работа (в частности ветровой электростанции (ВЭС) и солнечной электростанции (СЭС) [2]) с дизельными электростанциями (ДЭС) в изолированных регионах имеет широкое распространение на территории РФ и не только. Пик выработки некоторых видов ВИЭ не совпадает с пиком потребления, при этом появляется избыток или недостаток генерируемой мощности в определенные периоды. Такие резкие изменения приводят к снижению качества электроэнергии, скачкам напряжения и создают потребность в «быстром» резерве мощности.



Рисунок 1 – Динамика ввода СНЭ в мире за 10 лет [3]

В качестве примера в изолированном регионе был исследован поселок численностью до 2 тыс. человек, для которого был построен график нагрузки, а также графики выработки ВЭС и СЭС [4], изображенные на рисунке 2.

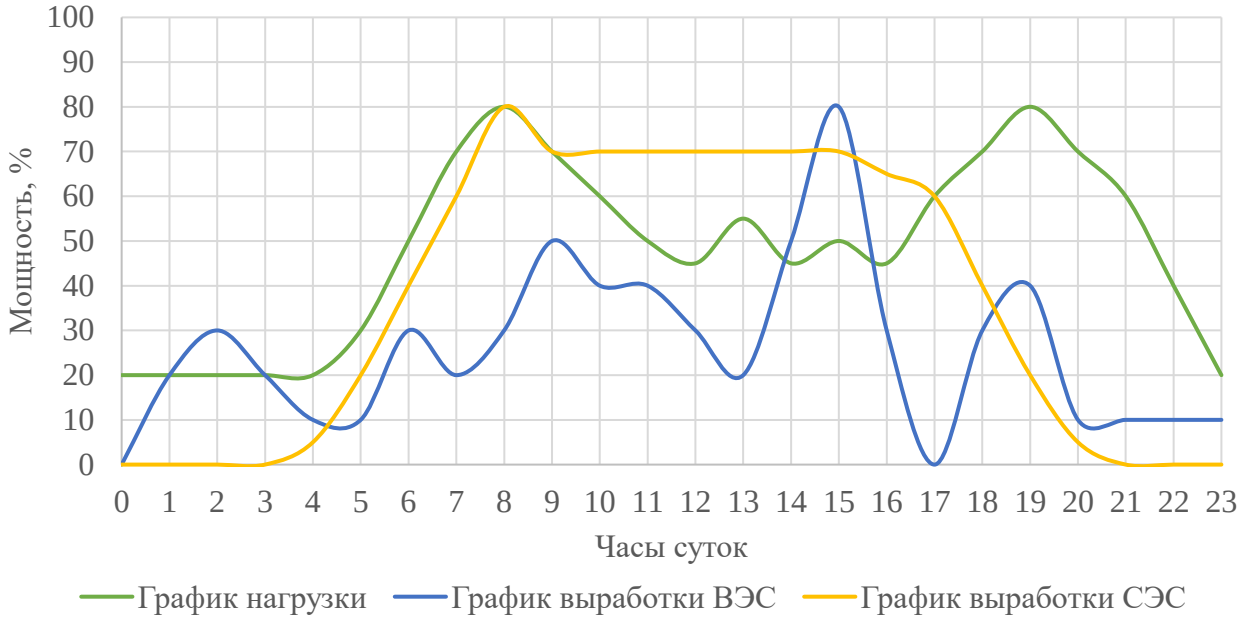


Рисунок 2 – Графики нагрузки и выработки ВЭС И СЭС

Как видно из рисунка 2, большая часть нагрузки в пиковые часы не может быть покрыта выработкой ВЭС и СЭС, и устранить данную проблему можно благодаря использованию СНЭ в таких системах. Также это позволит повысить надежность электроснабжения и оптимизировать режим загрузки оборудования ввиду снижения генерирующих мощностей. Неравномерный график нагрузки увеличивает потребность в резерве и стоимость обслуживания оборудования. Кроме того, при низких нагрузках падает КПД генерирующего оборудования, а

стоимость поставки топлива в изолированные энергосистемы значительно выше, чем в централизованные, вследствие их географической удаленности.

Выводы. Применение в составе электрогенерирующих установок аккумулирующих устройств позволяет максимально использовать преимущества ВИЭ, а также приводит к снижению потребности в генерирующих мощностях, оптимизации режима загрузки оборудования и повышению надежности электроснабжения, что позволяет улучшить экономические и социальные показатели изолированных регионов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Энергоснабжение изолированных территорий в контексте привлечения инвестиций и развития экономики региона / А. Н. Асаул, М. А. Асаул, Ю. А. Левин, А. М. Платонов // Экономика региона. – 2020. – Т. 16. – № 3. – С. 884-895. – DOI 10.17059/ekon.reg.2020-3-16.
2. Крупенев, Д. С. Оценка надежности систем электроснабжения при интеграции возобновляемых источников энергии / Д. С. Крупенев, Н. А. Шамарова // Электроэнергетика глазами молодежи - 2017 : Материалы VIII Международной научно-технической конференции, Самара, 02–06 октября 2017 года. – Самара: Самарский государственный технический университет, 2017. – С. 24-27. – EDN ZMTUHB.
3. Применение систем накопления энергии в России: возможности и барьеры // Инфраструктурный центр EnergyNet URL: https://www.eprussia.ru/upload/iblock /1b8/1b83729ddd27beaeb629e380293a4585.pdf
4. Расписание погоды RP5 // URL: https://rp5.ru

УДК 622.276

М.Р. Малашенко
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

ВОЗМОЖНОСТИ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ В АРКТИКЕ

Введение. Арктические нефтяные месторождения являются одними из самых перспективных месторождений для разработки. В недрах Арктики находится около 83 млрд бар. нефти и 1550 трлн м^3 газа. Уже сейчас в разработке находится 16 крупных месторождений. В перспективе развития страны большую роль играет продолжение освоения арктических запасов [1].

Актуальность. Реализация проектов добычи нефти в условиях Арктики осложняется с одной стороны суровыми климатическими условиями и трудной доступностью, с другой – отсутствием возможности обеспечения промыслов дешевой электроэнергией, ввиду удаленности большинства из них от объектов промышленной и энергетической инфраструктуры. Процесс промышленного обустройства промысла и возведения необходимой внутрипромысловой инфраструктуры за частую связан с использованием дизельных электростанций, получаемая энергия от которых характеризуется достаточно высокой стоимостью. Вместе с этим при запуске процессов добычи потребление энергии кратно возрастает, что заставляет недропользователей искать пути ее получения из более дешевых источников, в качестве которых выступают

газоэлектростанции, использующие в качестве сырья попутный нефтяной газ (ПНГ) [2]. Выбор наиболее подходящего по техническим и экономическим условиям источника выработки электроэнергии, предназначенной для обеспечения нефтедобывающего промысла, является весьма актуальной современной задачей.

Цель исследования. Обоснование технико-экономической эффективности применения газотурбинных и газопоршневых электростанций для обеспечения нефтедобывающего промысла. Объектом исследования является газотурбинные и газопоршневые электростанции, предметом исследования – их технико-экономические преимущества среди альтернативных источников производства электроэнергии. Для достижения поставленной в исследовании цели решены следующие основные задачи:

1. Определение удельного расхода тепловой и электрической энергии при освоении нефтяных месторождений Арктики.
2. Анализ возможностей использования ПНГ в качестве источника основного энергетического сырья.
3. Обоснование технико-экономической эффективности использования газоэлектростанций в качестве основного источника электрической энергии для обеспечения нефтяного промысла.

Дизельное топливо на промыслах используется для выработки электро- и тепловой энергии и для обеспечения работы транспорта. Дизельное топливо является оптимальным вариантом для использования на начальном этапе разработки нефтяного месторождения на арктическом шельфе. При этом сложности в его использовании (трудности доставки, необходимость проведения обязательных мероприятий, повышающих экологичность и др.) приводят к тому, что себестоимость электроэнергии, вырабатываемой для нужд нефтяного месторождения в Арктике, может составлять 10-12 руб/кВт*ч. Однако немногие компании решают впоследствии изменить вид топлива. Это связано с тем, что доход от реализации нефти покрывает убытки и даёт довольно большую прибыль, а потому на первый взгляд потребности что-то менять нет. Тем не менее, в качестве альтернативного источника энергии для нужд нефтепереработки возможно использование ПНГ, добыча которого неизменно сопровождает добычу нефти. Себестоимость энергии снизится, во-первых, за счёт снижения расходов на доставку, а во-вторых – за счёт более высокой энергоэффективности топлива. Строительство новой газовой электростанции на арктическом месторождении обойдётся примерно в 25 млрд руб., при этом существует возможность переоборудовать уже построенные неподалёку от залежей нефти в Арктике дизельные станции (тогда ПНГ станет основным топливом, а дизельное топливо – резервным). Стоимость газопоршневой установки составляет около 5 млн руб, внедрение её на действующую станцию будет стоить примерно столько же. Сравнение технико-экономических характеристик дизельных и газопоршневых электростанций представлено в таблице 1.

Таблица 1: Сравнение технико-экономических характеристик дизельных и газопоршневых электростанций [3; 4; 5]

Наименование показателя	Газопоршневая установка (ГПУ)	Дизельная электростанция
Анализ основных технических показателей		
Номинальная мощность	1000 кВт	1000 кВт
Расход топлива, л($м^3$)/ч	0,25 $м^3$/ч	195 л/ч
КПД электрический	41,3%	30–40%
КПД с когенерацией	До 85%	70–90%
Наработка до кап. ремонта	6,8–9,1 лет	2,6–2,8 лет
Анализ основных экономических показателей		
Капитальные затраты	25–30 млрд руб.	15–40 млрд руб
Эксплуатационные затраты	3 млн/год	0,9–1 млн/год
Налоговая ставка (на топливо)	0%	9188 руб./т
Срок окупаемости	5,2 лет	2,7 года
Прирост ЧДД за счет экономии э/э	25 млн руб.	4 млн руб
ВНД	32%	60%

Как видно из таблицы, ГПУ являются более предпочтительными для использования на нефтяных месторождениях Арктики, чем дизельная электростанция. При одинаковой мощности ГПУ показывает меньший расход топлива, высокий КПД, больший срок службы и большую окупаемость. Кроме того, при использовании ПНГ выделяется довольно много «бесплатной» тепловой энергии, которую можно использовать для отопления или горячего водоснабжения, что также является актуальной проблемой в условиях Арктики.

Выводы. Несмотря на то, что высокие затраты, связанные с использованием дизельного топлива, в полной мере покрываются доходом от продаж нефти, переход на попутный нефтяной газ позволит в перспективе сократить издержки. Электростанции, использующие в качестве топлива ПНГ, выигрывают у ныне используемых дизельных электростанций за счёт большей экологичности, высокого КПД, простоты транспортировки топлива и большей энергоэффективности.

ЛИТЕРАТУРА

1. Исследование консалтинговой компании WMT CONSULT // URL: https://clck.ru/eonSS
2. Уляшева В. М., Пономарёв Н. С., Суханова И. И., Мартьянова А. Ю., Дуркин В. В. «Энергосберегающие технологии для эксплуатации месторождений». “Neftegaz.RU”// URL: https://clck.ru/eonSB
3. «Что такое газотурбинные электростанции» «Группа компаний «МКС» // URL: https://clck.ru/eonSh
4. Возможности и преимущества газопоршневых установок в когенерационных автономных электростанциях. «Новая генерация»//URL: https://clck.ru/eonRK
5. Техэкспо. Производства дизельных электростанций и энергокомплексов до 30 МВт. Технические характеристики Техэкспо MTU// URL: https://clck.ru/eonRv

УДК 661.961

А.Л. Буров, А.Г. Герасимова, В.В. Клюев
Белорусский национальный технический университет

АСР ДОЗИРОВАНИЯ ГИДРАЗИНА И АММИАКА

Введение. Одними из основных показателей качества воды в конденсатно-питательном тракте энергетического блока являются содержание кислорода и значение pH. Регулирование данных показателей положительно влияют на продление срока работы трубопроводной арматуры, а также оборудования ТЭС путем снижения коррозийной активности, созданием окислительный среды, поддержанием необходимой кислотности среды.

Актуальность. Модернизация систем автоматического регулирования дозирования гидразина и аммиака позволяет улучшить качества регулирования, увиливает срок эксплуатации, а также положительно влияет на экономию средств.

Цель исследования. Модернизация типовой одноконтурной системы автоматического регулирования дозирования гидразина и аммиака в инвариантную каскадную при внеплановой нагрузке для значительного улучшения регулирования. С учетом поставленной цели в исследовании решались следующие задачи:

1. Разработка структурной, функциональной и принципиальной электрической схем.
2. Расчет одноконтурной и инвариантной САР.
3. Сравнение и анализ.

Коррекция содержания кислорода и pH производится путем дозирования аммиака и гидразина, вводя реагенты насосами дозаторами, приводящимися в действие электрическими приводами. Реагенты вводятся в разных местах тракта, рабочий насос дозатор обязательно дублируется запасным, включающимся в работу при отказе основного или при плановом отключении для выполнения ремонтных либо связанных с техническим обслуживания работ при наработке определенных регламентом часов [1]. Управление АСР дозирования гидразина и аммиака осуществляется контролером. В конденсатно-питательный тракт монтируются датчик расхода воды, pH-метр, анализатор кислорода, подающий аналоговый сигнал в контроллер. Анализирую полученные данные и сравнивая их с установленными величинами происходит формирование выходного сигнала, поступающее через частотный преобразователь в исполнительный механизм насоса дозатора. Регулирование количества гидразина и аммиака, дозируемого в конденсатно-питательный тракт, происходит путем изменения положения плунжеры приводимого исполнительным механизмом. [2] Актуальность проектирования и модернизации данной АСР основывается выгоде, полученной из уменьшения расхода реагентов путем улучшения точности регулирования системы. Повышение качества регулирования, а также

позволит продлить срок эксплуатации оборудования. Отдельно стоит отметить создание гидразиновой пленки на стенках трубопроводной арматуры, носящей защитную функцию. Поддержание ее толщины в оптимальной величине является не маловажной задачей. Малая толщина приводит к уязвимости арматуры к коррозии. Толщина пленки превышающая оптимальное значение приводит к ухудшению теплопередачи и энергоэффективности. При ремонте трубопровода подается значительно увеличенное количество гидразина. Происходит это для того, чтобы увеличить толщину пленки, защищающей арматуру от коррозионных газов, которые совместно с влагой, оставшейся после ввода в режим ремонта оборудования остается в его тракте. А после ввода в рабочий режим, проводится промывка. Улучшение регулирования дозирования способствуют улучшению точности этих процессов, сокращая как расход реагентов, так и время, затраченное на подготовку к ремонту, а также подготовку к вводу в эксплуатацию. Разработанная структурная схема представлена на рисунке 1.

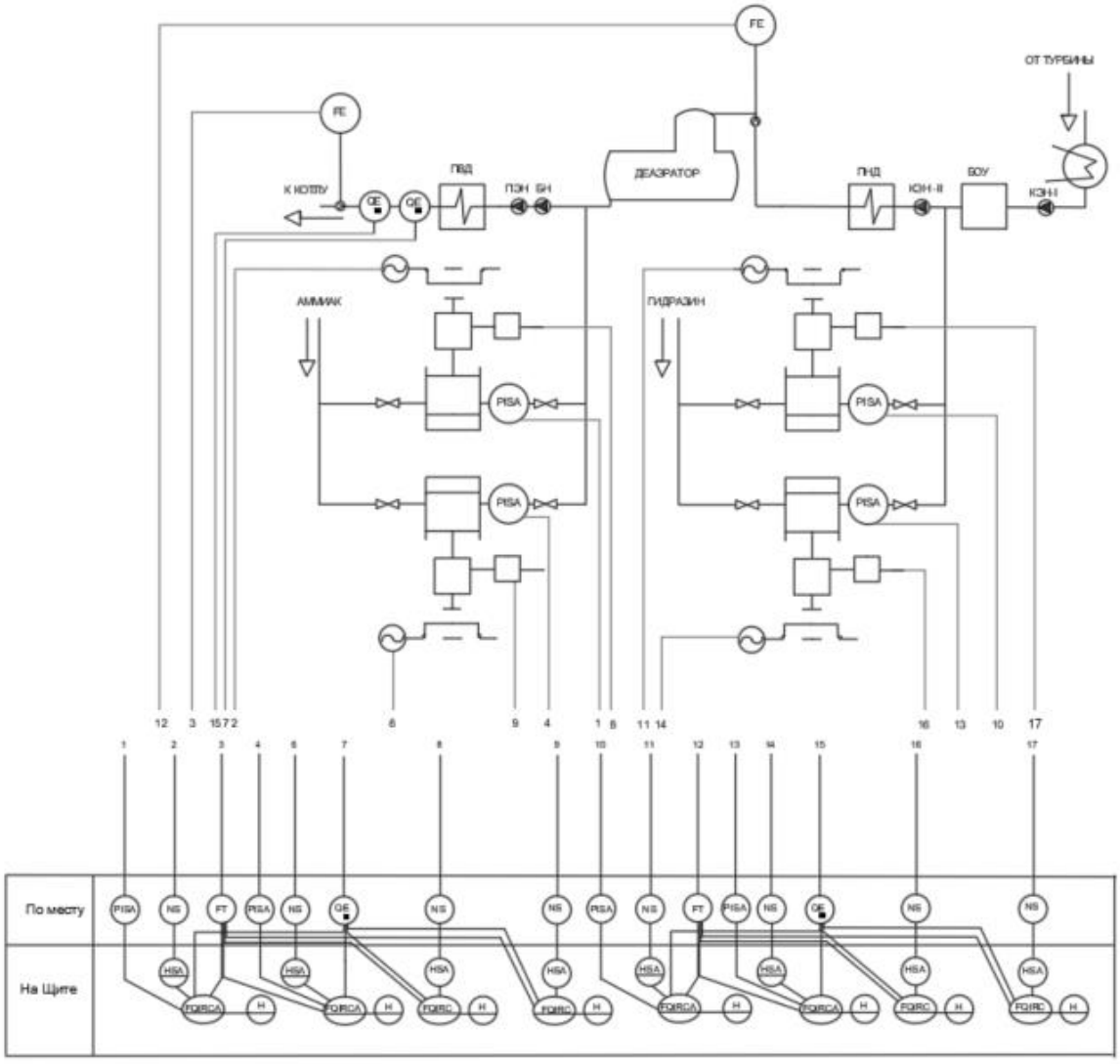


Рисунок 1 – Функциональная схема дозирования гидразина и аммиака

В качестве математической модели АСР дозирования гидразина и аммиака была разработана инвариантная каскадная система автоматического регулирования при внеплановой нагрузке и сравнена с типовой одноконтурной САР. Сравнение представлено в виде графиков на рисунке 2. [3]

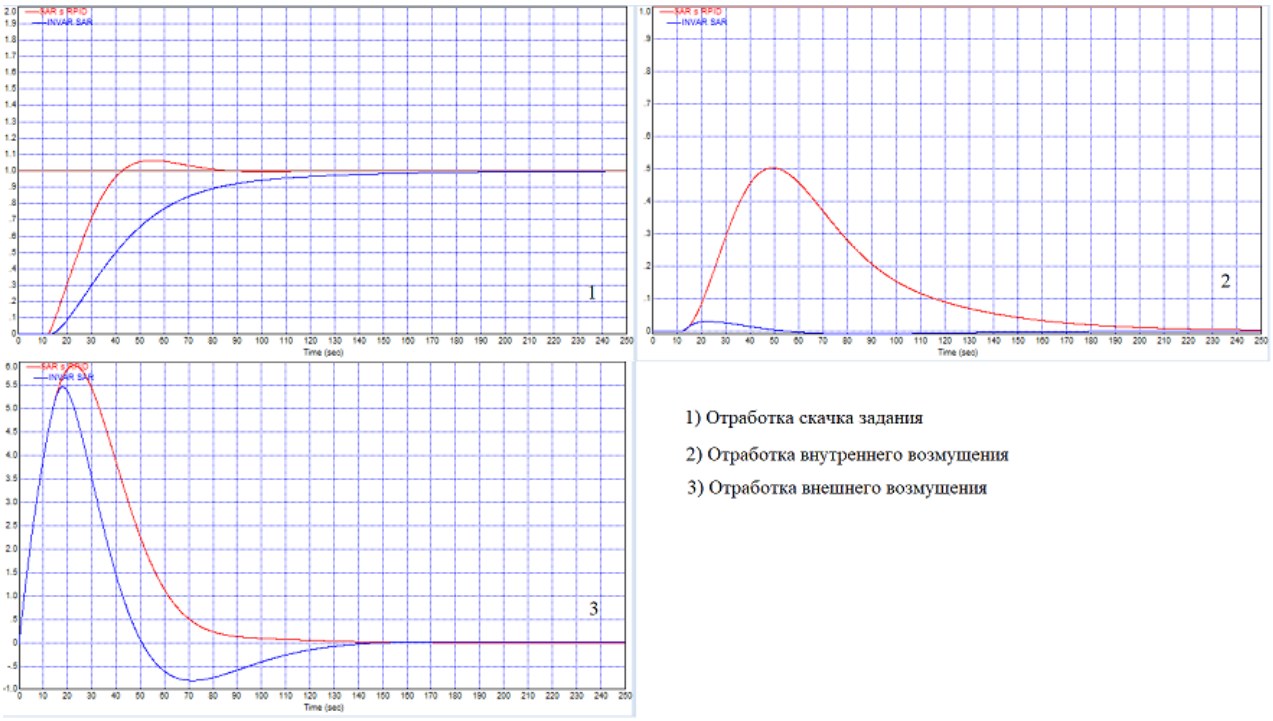


Рисунок 2 – Графики сравнение систем регулирования

Выводы. При модернизации одноконтурной системы регулирования в инвариантную при плановой нагрузке, удалось достичь значительного улучшения качества регулирования.

ЛИТЕРАТУРА

1. Плетнев П.Г. Автоматизированное технологических процессов и производств в теплоэнергетике. Учебное пособие для вузов.- М.: Издательский дом МЭИ, 2007.
2. Живилова Л.М. и В.В. Максимов Автоматизация водоподготовительных установок и управления воднохимическим режимом. - Энергоиздат. 1986г
3. Кулаков Г.Т. «Инженерные экспресс-методы расчёта промышленных систем регулирования».– М.: Вышэйшая школа, 1984. – 82 с.
4. Ямашкин, М. В. Анализ фактического режима регулирования отпуска теплоты от водогрейной котельной / М. В. Ямашкин, Я. А. Владимиров, О. В. Новикова // Современные технологии и экономика в энергетике (МТЕЕ – 2020) : материалы международной научно-практической конференции, Санкт-Петербург, 23 апреля 2020 года. – Санкт-Петербург: ПОЛИТЕХ-ПРЕСС, 2020. – С. 102-105.

УДК 620.93

А.С. Стасевич
Белорусский национальный технический университет

ВОЗМОЖНОСТИ СОЛНЕЧНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ: СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ

Введение. Одной из главных причин возникновения экологической проблемы является долгое и нецелесообразное использование природных ресурсов, а также индустриализация хозяйства, влекущая за собой появление новых производств, выбрасывающих в окружающую среду вредные выбросы.

Актуальность. Большая часть энергетики обеспечивается энергией, получаемой при сжигании органического ископаемого топлива, при сжигании которых образуется огромного количества вредных веществ, которые попадают в атмосферу.

Цель исследования. Целью современной энергетики является поиск качественного, надежного и экологически чистого источника энергии. Это также обусловлено и тем, что органические ископаемые виды топлива исчерпаны и располагаются неравномерно, поэтому появляется необходимость в его транспортировке и дополнительных затратах. Именно с этим в последние годы связан «ажиотаж» на возобновляемые источники энергии, ресурс которых бесконечен и доступен. Основополагающим нормативным правовым актом, который определил развитие возобновляемой энергетики, стал Закон Республики Беларусь от 27 декабря 2010 г. № 204-З «О возобновляемых источниках энергии».

Для Республики Беларусь такими источниками являются ветер и солнце. Однако, солнечная энергетика является более перспективным направлением. Солнечный эффект нашей страны не хуже, чем в Германии, так как батареи имеют возможность черпать энергию даже в облачные дни. За последние несколько лет страна увеличила производство солнечной энергии в несколько раз. Так, в 2021 году установленная мощность установок ВИЭ в Республике Беларусь составила 480 МВт, а солнечная энергетика занимает наибольшую часть от общего количества мощностей – 159 МВт или же 38% [1].

До недавнего времени было принято считать, что эксплуатация солнечной электростанции (СЭС) нерентабельна, однако пилотная эксплуатация СЭС это опровергает. Производители гарантируют безотказный срок работы элементов станции на протяжении 20-25 лет. Установка СЭС имеет для потребителей экономический смысл. Это позволит повысить энергетическую независимость предприятия и обеспечит надежное электроснабжение потребителей. Для повышения эффективности эксплуатации СЭС, целесообразно внедрять ее малым потребителям в условиях децентрализованного электроснабжения, так как это позволит максимально использовать солнечную батарею. Например, система освещение отдельного предприятия, цехов, в ритейле и т.д.

Технологически все элементы солнечной станции постоянно развиваются и улучшаются. На сегодняшний день благодаря техническим характеристикам современных солнечных модулей на 1 м^2 их площади вырабатывается около 100-150 МВт. На многих предприятиях становится вопрос об их размещение и самым лучшим вариантом признана установка их на крыше здания, которое будет снабжаться полученной энергией. Такое решение позволяет экономить на транспортировке и пространстве. Например, в БНТУ установлена СЭС на крыше одного из учебных корпусов, которая обеспечивает электроэнергией учебные лаборатории. Сегодня развитие солнечной энергетики сдерживается высокой ценой ее элементов,но с каждым годом цены на основной элемент станции – преобразователь, постоянно снижаются, что значительно упрощает установку [2].

Результаты расчетов. Европейский союз поддерживает переход Беларуси к использованию энергии солнца. Экспертами общий потенциал солнечной энергетики в Республике Беларусь оценивается в $2{,}7 \cdot 10^6$ млн. т у.т. Установленная мощность СЭС, находящихся на балансе ГПО «Белэнерго», составила в 2020 году 102,7 МВт. За этот год ими было выработано 175,2 млн. кВтч, поставлено электроэнергии в сеть РУП-Облэнерго 174,7 млн. кВтч. На территории страны установлено 55 промышленных солнечных станций. В рамках программы EU4Energy, осуществляется несколько финансируемых Европейским союзом проектов, помогающих школам, детским садам и больницам переходить на использование ВИЭ. Одним из таких проектов является проект «зеленой энергетики» в Новогрудке (Гродненская область). ЕС поддержал установку 121 м^2 солнечных панелей в больнице в Новогрудке, которая станет первым учреждением здравоохранения в области, использующим энергию солнца. В итоге это поможет экономить около восьми тысяч евро каждый месяц. Этот район также является участником проекта «Умный город», в процессе которого автоматизируются системы учета потребления тепловой и электрической энергии, воды в жилом секторе, и постепенно начинается модернизация уличного освещения райцентра. Также благодаря проекту «Энергоэффективность в школах» в четырех учреждениях образования Беларуси появились солнечные батареи, новые окна, а также утепленные стены. А именно это произошло в школах таких городов, как Орша, Сморгонь, Осиповичи и в Добрушском районе, Гомельская область.

Компания А1(оператор мобильной связи) уже не первый раз участвует во внедрении солнечной энергетики в экономику страны. В 2021 году под спонсорством этой компании в SOS-Детской деревне Могилев было установлено 300 солнечных панелей, что позволило получать энергию круглый год. Системы позволят полностью обеспечить потребление в летний период, в осенний показатель будет составлять 85%, а в зимний период – 65% [3].

Выводы. Республика Беларусь, как член ЕАЭС, обладает значительным потенциалом для развития солнечной энергетики и может конкурировать с другими странами. Учитывая невысокие эксплуатационные затраты, постоянное

улучшение технологий и оборудования, снижение цен на основные элементы станций и экологическую безопасность, можно сказать, что солнечная энергетика является одним из самых перспективных видов энергии, получаемой альтернативным путем в Республике Беларусь. В долгосрочном периоде генерация с помощью ВИЭ будет доминировать с учетом наблюдаемых сегодня колебаний цен на природный газ и планов ЕС по снижению выбросов парниковых газов в атмосферу.

ЛИТЕРАТУРА

1. Зеленая энергетика [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://energoeffekt.gov.by/news/news_2020/20200813_news1. – Дата доступа: 16.03.2022
2. Киловатты света [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.belta.by/comments/view/kilovatty-sveta-pljusy-minusy-i-perspektivy-solnechnoj-energetiki-v-belarusi-7643/. – Дата доступа: 16.03.2022
3. «SOS-Детская деревня Могилев» перешла на использование экологически чистой энергии [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://mogilevnews.by/news/18-10-2021-08-40/75674 . – Дата доступа: 17.02.2022
4. Техника искусственного интеллекта для производства энергии и автоматизация управления гибридной солнечно-ветро-дизельной энергетической системой / Л. М. Абдали, К. А. Али, В. В. Кувшинов [и др.] // Строительство и техногенная безопасность. – 2021. – № 22(74). – С. 91-100.

УДК: 621.224.244

М. Омран, А.А. Жарковский, В.А. Щур
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

ВЫБОР МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ДЛЯ РАСЧЁТА ТЕЧЕНИЯ В ПРОТОЧНОЙ ЧАСТИ РАДИАЛЬНО-ОСЕВОЙ ГИДРОТУРБИНЫ

Введение. При проектировании лопастных систем рабочего колеса (РК) радиально-осевой гидротурбины (РО ГТ) в настоящее время используют численные методы оптимизации, в которых многократно используется математическая модель расчета течения и потерь в проточной части. Как правило модель основана на решении уравнений Рейнольдса для турбулентного течения [1].

Актуальность. Расчета течения вязкой жидкости на основе уравнений Рейнольдса требует много времени. Количество циклов при оптимизации велико. Количество затрачиваемых ресурсов на расчёт желательно сократить.

Цель исследования. Выбрать модель расчета течения, которая позволит качественно и количественно прогнозировать характеристики гидротурбины с минимальными затратами времени. Для этого необходимо исследовать влияние на качество и время реализации этой модели ряда факторов. Объектом исследования является проточная часть гидротурбины. Предметом исследования является программный пакет ANSYS CFX. В исследовании решались задачи: 1) анализ сеточной сходимости и время расчёта, 2) выбор модели турбулентности, 3) анализ возможности расчета характеристик гидротурбины в упрощенной

постановке. Исследование проводилось на базе радиально-осевой гидротурбины РО75 с расчетным напором 59.2 м и коэффициентом быстроходности n_s = 268. Спиральная камера (СК) гидротурбины имеет угол потока на выходе δ = 29.7°, число колонн статора – 19, число лопаток направляющего аппарата - 20, максимальное открытие направляющего аппарата $a_{0макс}$ = 34 мм, отсасывающая труба (ОТ) изогнутая. Исследование сеточной сходимости и модели турбулентности. При проверке сеточной сходимости расчеты проводились для оптимального режима работы гидротурбины. Для неструктурированной сетки необходимое для сходимости число элементов сетки - 26 млн., для структурированной - 18 млн. (рис.1).

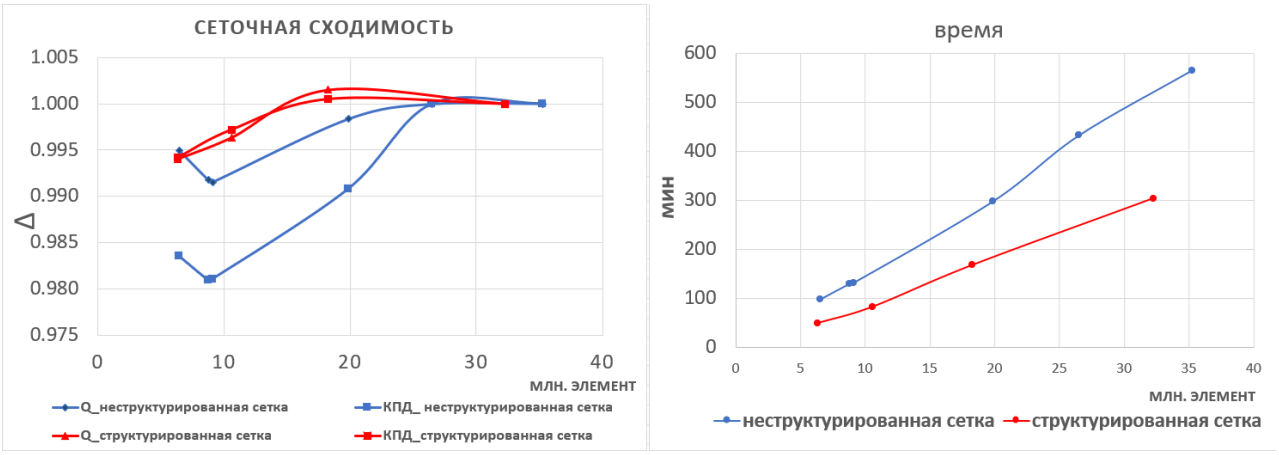


Рис.1 Сеточная сходимость

Также было проведено исследование влияния моделей турбулентности k-e и SST k-ω на характеристики гидротурбины РО75. На рис. 2 представлены результаты расчета характеристик гидротурбины с использованием этих моделей на нескольких режимах, которые соответствуют разным открытиям направляющего аппарата.

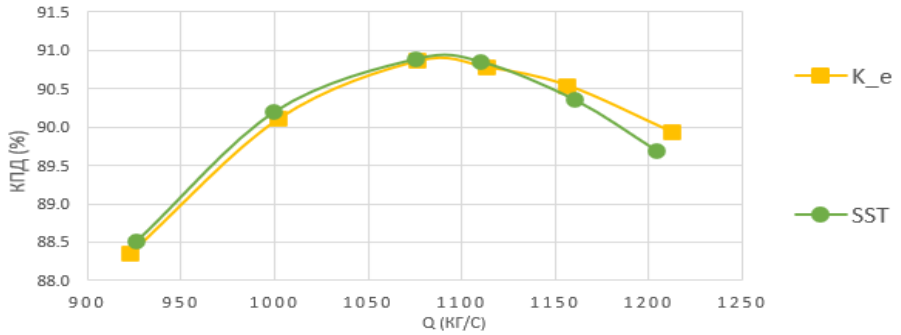


Рис. 2. Расчетный КПД РО75 при разных моделях турбулентности.

Оптимизация проточной части будет вестись на расчетном режиме. Из рис. 2 можно видеть, что расчет с использованием обеих моделей турбулентности дает близкие результаты для расчетного режима. Модель SST k-ω требует выполнения условия по параметру Y^+=1 у стенки [2], что требует ручного построения сетки, и ведет к увеличению вычислительных ресурсов. В связи с этим для выполнения расчетов при оптимизации была выбрана модель k-e.

Расчёт характеристик РО75 в упрощенной постановке. Было проведено сравнение КПД РО75 в полной гидродинамической постановке, когда течение и потери в спиральной камере определяются путем расчета трехмерного вязкого течения в ней, и в упрощенной постановке, когда течение в СК не рассчитывается, а потери упрощенно учитываются по эмпирической формуле:

$$dH = dH_{ref}(Q/Q_{ref})^2,$$

где dH - потери напора в СК при режиме работы Q (кг/с), dH_{ref} – референтные потери, Q_{ref} - референтный расход [3].

Из рис. 3 можно видеть, что при полной и упрощенной постановках расхождение по КПД на всех режимах не превышает 0.5 %, по расходу - 2%. Время расчета при использовании упрощенной постановки сокращается на 20 %.

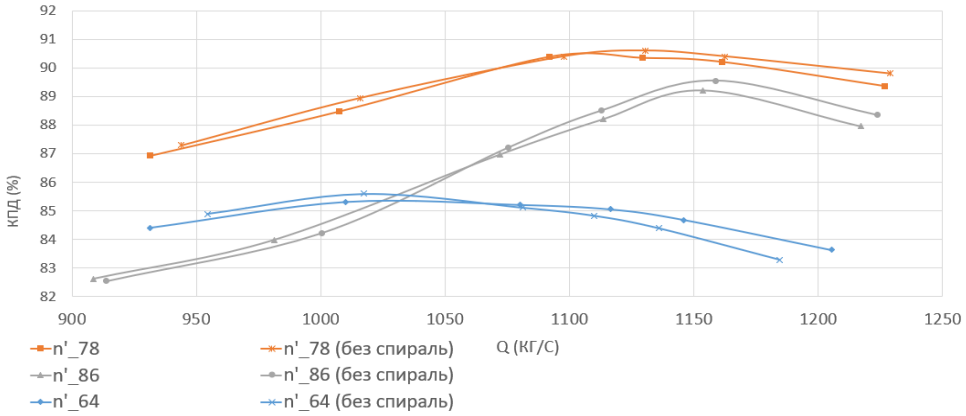


Рис. 3. Расчёт КПД РО75 с расчетом и без расчета течения в СК

Выводы: Использование структурированной сетки для достижения сеточной сходимости уменьшает количество элементов на 30 %, а время расчета на 46 %. Для проведения оптимизационных расчетов предлагается модель турбулентности k-e, так она дает результаты, близкие с моделью SST k-ω, а требования к сетке и ресурсам для модели k-e ниже. При проведении оптимизации может быть использован упрощенный подход, который подразумевает отсутствие расчета вязкого течения в спиральной камере, при этом учет потерь напора в СК ведется по эмпирической методике, а время расчета при этом сокращается на 20 %.

ЛИТЕРАТУРА

1. Черный С. Г., Чирков Д. В. Численное моделирование течений в турбомашинах: учеб. пособие. - Новосибирск: Изд-во сибирское отделение, 2006. - 197с.
2. Turbulence Modeling, ANSYS Inc, 2014, 48c.
3. Denis Chirkov. Aleksandr Avdyushenko. CFD simulation of pressure and discharge surge in Francis turbine at off design conditions. Conference Series Earth and Environmental Science. November 2012. 9c.

УДК 621.319.42

А.В. Печников, А.П. Плотников
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

ИЗУЧЕНИЕ ХАРАКТЕРИСТИК ПОВЕРХНОСТНОГО РАЗРЯДА В МЕТАЛЛОПЛЕНОЧНЫХ КОНДЕНСАТОРАХ С НОВЫМ ГИБРИДНЫМ ТИПОМ ЭЛЕКТРОДОВ

Введение. В современной силовой электронике металлопленочные конденсаторы (МПК) используются в несинусоидальных режимах, характерных для современных конверторов – инверторов, выпрямителей и т. п., отличающихся значительными токовыми нагрузками и перенапряжениями, возникающими при коммутации полупроводниковых ключей. Опыт эксплуатации МПК показал, что они имеют ряд преимуществ в сравнении с другими типами конденсаторов: большое пульсирующее напряжение, низкую собственную индуктивность, высокий допустимый ток и, что не менее важно, – значительно более высокую надежность за счет техники самовосстановления [1].

Актуальность. При производстве МПК используется два типа металлизации: сплошная и сегментированная. Преимущества сплошной металлизации – отсутствие неметаллизированных участков, меньшее сопротивление электрода при той же толщине металлизации. Недостатком выступает большая энергия и длительность процесса самовосстановления, чем у сегментированной. Ввиду этих обстоятельств вне рамок данной работы был предложен новый тип металлизации – гибридная, сочетающая преимущества сплошной и сегментированной металлизаций. Исследование, совершенствование и разработка новых типов электродных систем позволит создавать МПК с улучшенными удельными характеристиками: повысить емкость на единицу объема и рабочую напряженность электрического поля. Одним из актуальных вопросов является изучение поверхностного перекрытия в МПК.

Цель исследования. Изучить характеристики поверхностного перекрытия в микронных зазорах (от 2 до 20 мкм) после испытания гибридной металлизации на токовую устойчивость.

Метод исследования. Исследовались образцы пленки из полипропилена (ПП) толщиной 10 мкм. С гибридной алюминиевой металлизацией, состоящей из 2 разнотолщинных слоёв 20 и 5 нм. Образец помещался в ячейку, после чего производился линейный подъем напряжения со скоростью 200 В/с (рисунок 1) до момента разряда. Момент разряда фиксировался при помощи цифрового осциллографа LeCroy WaveJet WG322 2 GS/s, а также наблюдался визуально при помощи микроскопа. С ячейки снимались показания напряжения перекрытия с емкостного делителя с коэффициентом деления $K_д = C_2/C_1 = 54$ и тока разряда через шунт ($R_ш = 0.5$ Ом). В ходе проведения исследования было получено приблизительно 200 измерений, которые в дальнейшем обрабатывались.

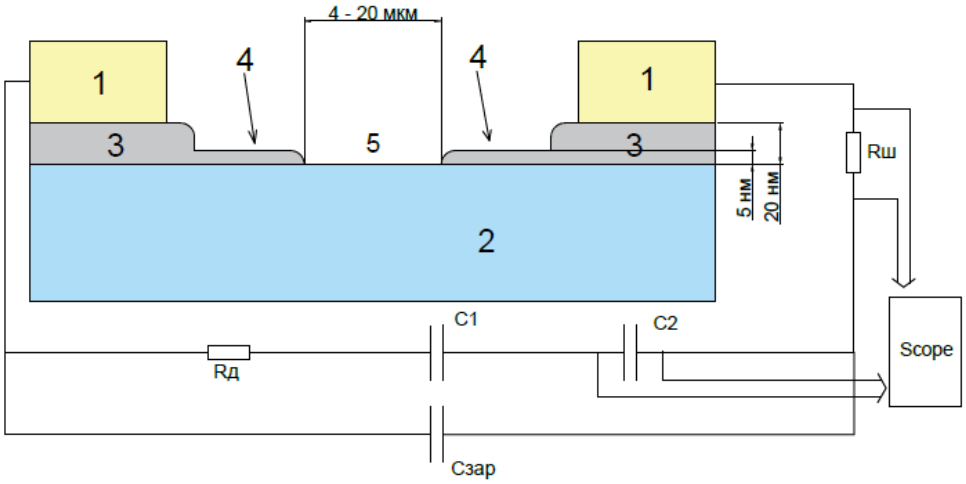


Рисунок 1 – Схема экспериментального образца
1 – латунные электроды, 2 – диэлектрик (ПП), 3 – металлизированный слой большей толщины, 4 – металлизация меньшей толщины, 5 – межэлектродный промежуток, $C_{зар}$ = 6 пФ – емкость подпитки

Результаты. Экспериментально были получены следующие характеристики поверхностного перекрытия: напряжение пробоя, временные зависимости тока газового разряда, временная зависимость напряжения. Также после обработки экспериментальных данных были получены следующие характеристики: электрическая прочность промежутка, минимальное сопротивление канала разряда. Полученные результаты представлены на рисунках 2 и 3, соответственно. Новизна данного исследования заключается в рассмотрении микронных зазоров, как указано на рисунке 1 примерно от 2 до 20 мкм. Ранее проводилось подобное исследование в работе [2], однако авторы рассматривали только субмиллиметровые зазоры.

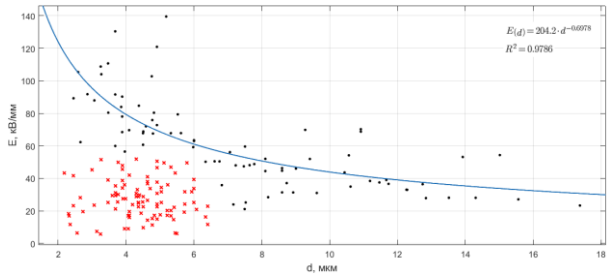


Рисунок 2 – Зависимость напряженности пробоя от величины зазора
(Красным цветом выделены точки, которые считаются выбросом)

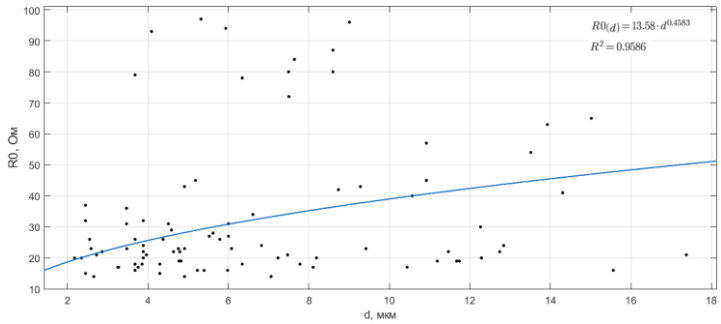


Рисунок 3 – Зависимость минимального сопротивления канала от величины промежутка

Вывод. Полученные экспериментальные данные согласуются с прогнозами, полученными ранее в работах [2, 3]. Полученные данные позволяют более точно описать процесс разрушения металлизированного электрода гибридного типа, а также позволяют повысить точность мультифизического моделирования процессов самовосстановления в металлопленочных конденсаторах. Результаты данного исследования могут быть полезны и в других технических приложениях, требующих знания электрической прочности микронных зазоров с соответствующей конфигурацией электродов и электрического поля.

ЛИТЕРАТУРА

1. Каталог производителя ZEZ SILKO
2. Belko V., Emelyanov O., Shemet M. A Study of Nanosecond Arc Surface Flashover in Metallized Films // Annual Report Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena. – СПб: IEEE Xplore, 2013. – С. 476-477
3. Andrey P. Plotnikov, Efrem G. Feklistov Atmospheric Pulsed Dielectric Surface Flashover between Nanoscale Thickness Electrodes // IEEE Conference of Russian Young Researches in Electrical and Electronic Engineering. – СПб: IEEE, 2020. – С. 1045-1048.

УДК 536.2.022

О.В. Соловьева, С.А. Соловьев, Р.З. Шакурова
Казанский государственный энергетический университет

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ МАТЕРИАЛА С ФАЗОВЫМ ПЕРЕХОДОМ НА ТЕПЛОПРОВОДНОСТЬ КОМПОЗИТА

Введение. Одним из основных направлений является снижение тепловых потерь в ограждающих конструкциях зданий и сооружений. Для этой цели применяют различные теплоизоляционные материалы: волокнистые (минеральная вата, стекловата, базальтовое волокно) или высокопористые ячеистые материалы (пенополиуретан, пенопласт) [1,2]. Однако эти материалы обладают рядом недостатков: волокнистые материалы гигроскопичны и теряют свои изоляционные свойства в результате контакта с влагой; ППУ – пожароопасный материал, который кроме прочего разрушается под воздействием ультрафиолетовых лучей. Таким образом, имеется необходимость в разработке новых материалов для снижения тепловых потерь и повышения энергетической эффективности зданий и сооружений.

Актуальность. Для снижения энергетических затрат и тепловых потерь без ущерба для комфорта в помещениях большое распространение получили системы аккумулирования тепла с применением материалов с фазовым переходом (phase change material – PCM) [3-4]. Строительные цементы, растворы и панели, а также ограждающие конструкции зданий инкапсулируют парафином, которые позволяют аккумулировать тепло, когда его в избытке, и отдавать тепло в период его дефицита. Внедрение PCM в ограждающие конструкции здания позволяют заметно снизить расход электроэнергии на обогрев и охлаждение помещений [5].

Цель исследования. Исследование направлено на анализ теплопроводности композита, содержащего матрицу из эпоксидной смолы и PCM в виде гранул парафина, а именно изучается влияние массовой доли гранул парафина на теплопроводность композита. Зачастую чистые PCM обладают довольно низкой тепловой проводимостью, из-за чего скорость зарядки (аккумулирования тепла) и разрядки (отдачи тепла) остается невысокой. Для повышения общей теплопроводности PCM внедряют в различные матрицы из строительных растворов, полимеров или же в высокопористые ячеистые металлы, такие как пеноалюминий или пеномедь. В нашей работе в качестве матрицы использована эпоксидная смола.

Методом вакуумной инфузии изготовлены пять образцов композита с различным содержанием PCM: 86%, 88%, 90%, 92% и 94%. Благодаря своим свойствам, эпоксидная смола позволяет создать герметичную матрицу, при этом, не оказывая влияния на процессы фазовых переходов в гранулах парафина.

Испытания на герметичность показали, что при нагревании композита на протяжении 3 часов при температуре 50˚C вытекания парафина не наблюдается, таким образом, композит имеет хорошую герметичность.

Далее были проведены экспериментальные исследования теплопроводности пяти образцов композита. Температура плавления парафина составила 27 ˚C, температура затвердевания 28 ˚C. В результате испытаний построен график зависимости теплопроводности композита от массовой доли парафина (рисунок 1).

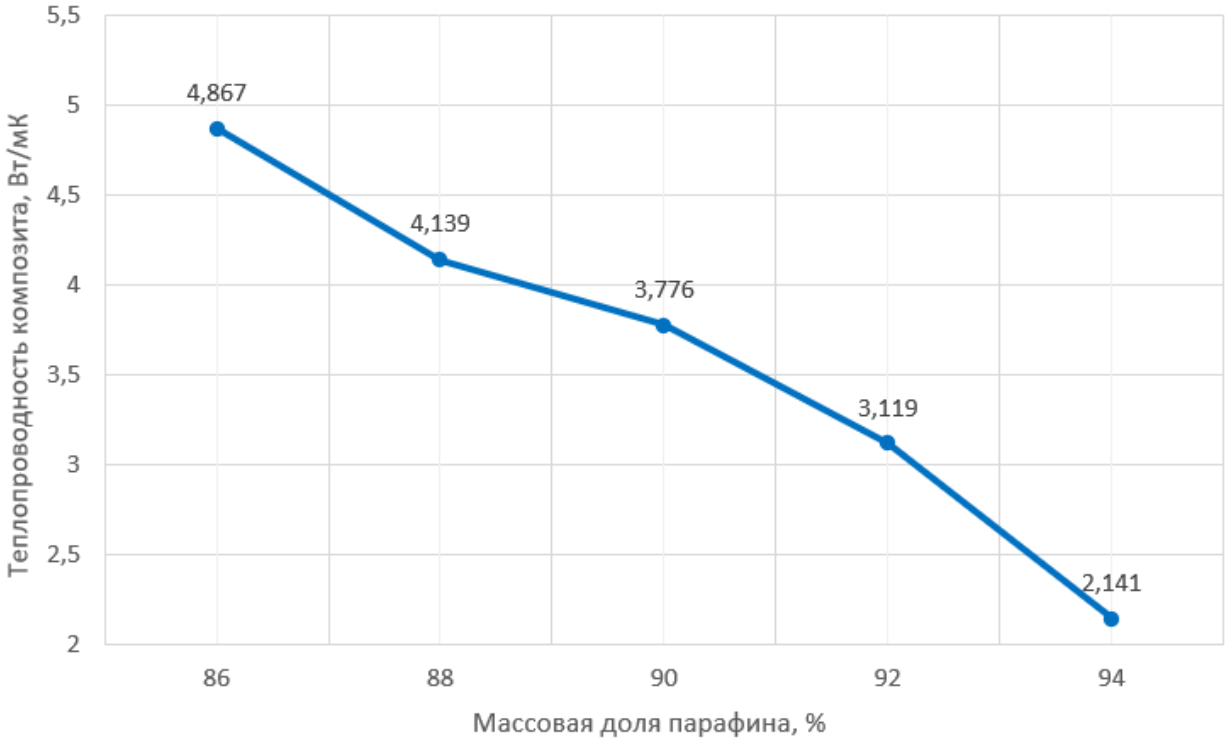


Рисунок 1 – График зависимости теплопроводности композитного материала от массовой доли парафина

Из графика видно, что увеличение содержания парафина приводит к заметному снижению теплопроводности композита эпоксидная смола/парафин. При содержании парафина 86% теплопроводность композита составила 4,867 Вт/мК, а при содержании парафина 94% теплопроводность снизилась более чем в два раза и составила 2,141 Вт/мК.

Выводы. Увеличение содержания материала с фазовым переходом приводит к линейному снижению теплопроводности композита. В целом, теплопроводность композита достаточно высока и способна обеспечить равномерное распространение тепловой энергии, а также более высокую скорость аккумулирования и отдачи тепла.

Благодарности: Исследование выполнено при финансовой поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации в рамках государственного задания № 075-03-2021-175/3 от 30.09.2021 г.

ЛИТЕРАТУРА

1. Soloveva O.V., Solovev S.A., Zaripova R.S., Khamidullina F.I., Tyurina M.N. Evaluation of the effective porosity of an open cell foam material for using in heat and mass transfer numerical simulations. E3S Web Conf. 2021; 258:11010.
2. Soloveva O.V., Solovev S.A., Khusainov R., Yafizov R.R. Mathematical Modelling of Heat Transfer in Open Cell Foam of Different Porosities. In: Murgul, V., Pukhkal, V. (eds) International Scientific Conference Energy Management of Municipal Facilities and Sustainable Energy Technologies EMMFT 2019. EMMFT 2019. Advances in Intelligent Systems and Computing. 2021; 1259. Springer, Cham.
3. Снежкин Ю.Ф., Михайлик В.А., Коринчевская Т.В., Воробьѐв Л.И., Декуша Л.В. Удельная теплоемкость и теплопроводность теплоаккумулирующих материалов на основе парафина, буроугольного и полиэтиленового восков // Проблемы региональной энергетики. 2014. №2 (25).
4. Амер А.Э., Лебедев В. А.Влияние термоциклирования на выбор рабочего тела с фазовым переходом для теплоаккумуляторов систем солнечного теплоснабжения // Вестник ИрГТУ. 2020. №3 (152).
5. Бараненко А.В., Кузнецов П.А., Захарова В.Ю., Цой А.П. Применение веществ с фазовыми переходами для аккумулирования тепловой энергии // Научно-технический вестник информационных технологий, механики и оптики. 2018. №6.
6. Оценка технических показателей применения композитных и металлических трубопроводов / Н. Т. Амосов, К. В. Строгонов, А. В. Федюхин, Ф. Н. Газизов // Computational Nanotechnology. – 2018. – № 3. – С. 73-84.

УДК 502.174.3

М.О. Богданова
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

ОБОСНОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ОСВЕЩЕНИЯ КРЫМСКОГО МОСТА

Введение. С момента как Республика Крым присоединилась к Российской Федерации прошло восемь лет, однако в регионе до сих пор наблюдается энергодефицит и отсутствие качественного освещения автомобильных дорог. За

истекший период был построен экономически и социально важный транспортный переход – Крымский мост, который, учитывая интенсивность движения по нему транспортных средств, требует надежного и современного освещения в целях обеспечения дорожной безопасности.

Актуальность. Современные технологии в области энергетики дают возможность для более широкого применения возобновляемых источников энергии. Учитывая природные условия и географическое положение Республики Крым, использование солнечных панелей и ветроэнергетических установок для освещения автомобильных дорог является возможным. Более того, это позволит значительно уменьшить нагрузку на традиционные источники энергии путем снижения объемов потребления.

Методы исследования. Основным методом исследования данной статьи является анализ.

Цель исследования. Обоснование эффективности использования альтернативных источников энергии для освещения Крымского моста. Объектом исследования является освещение мостового перехода, а предметом исследования – солнечные и ветроэнергетические ресурсы Республики Крым. Учитывая цели исследования, сформулированы следующие задачи:

1. Определение существующего энергопотребления Крымского моста
2. Оценка солнечного потенциала Республики Крым
3. Оценка ветроэнергетических ресурсов Республики Крым

Осветительные опоры Крымского моста являются основным потребителем электроэнергии. Расстояние между осветительными опорами, находящимися по обе стороны трассы – 36 м. Протяженность моста – 19 км. Таким образом, получаем 1056 опор. Их общая мощность потребления составляет 264 кВт, поскольку одна лампа столба освещения потребляет 250 Вт [1].

Анализ карты продолжительности солнечного сияния на территории Республики Крым (рисунок 1) показывает, что в районе города Керчь суммарное количество времени солнечного сияния колеблется в пределах 2350-2400 ч/год.

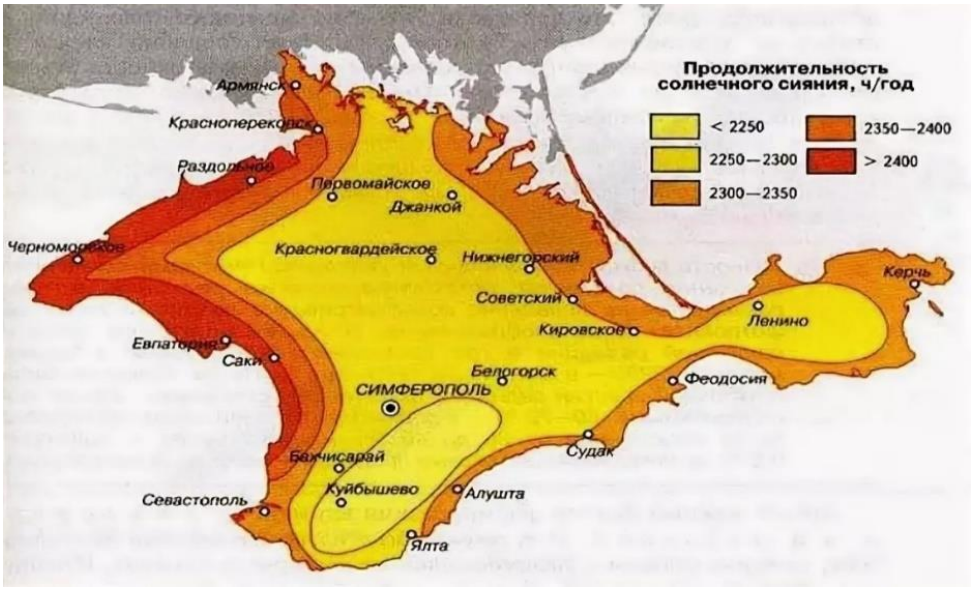


Рисунок 1 – Продолжительность солнечного сияния на территории Республики Крым [2]

Климат полуострова создает энергетически благоприятные условия, поскольку более 200 дней в году на его территории солнечные, продолжительность сияния – более 2000 ч. в год. Поэтому Крымский полуостров подходит для использования солнечных панелей в качестве способа добычи энергии.

Наиболее эффективной зоной для ветрогенерации является район Керченского полуострова. Для номинальной выработки повторяемость скорости ветра на данной территории на высоте 10 м – 15-17% и на высоте 100 м – 37-38% [3]. По результатам метеорологических исследований в прибрежных степных районах на территории Керченского полуострова среднегодовая скорость ветра достигает 6 м/с и более, что дает основание отнести этот район Крыма к числу регионов, наиболее благоприятных для размещения ветроэнергетических установок. [4].

Выводы. Использование потенциала объектов возобновляемых источников энергии может занять достойное место в энергобалансе полуострова Крым. Применение указанных объектов для освещения Крымского моста будет эффективно, так как это приведет к снижению энергодефицита данного района, а также благоприятно скажется на экологии. Однако, для выбора наилучшего варианта и более детального анализа эффективности использования вышеупомянутых источников энергии требуется экономический анализ. Также при предлагаемых вариантах освещения, вполне возможно понадобятся накопители энергии.

ЛИТЕРАТУРА

1. Гузь, Алексей Денисович. Альтернативный вариант схемы освещения Крымского моста; научный руководитель Н. В. Коровкин // URL: http://elib.spbstu.ru/dl/3/2021/vr/vr21-1516.pdf
2. Климатические особенности Крыма // URL: http://geo-storm.ru/priroda-i-klimat/pogoda/klimaticheskie-osobennosti-kryma/
3. Лубков, А. С. Исследование ветроэнергетических ресурсов Крымского полуострова по ежечасным данным реанализа ERA5 / А. С. Лубков, О. Ю. Сухонос // Системы контроля окружающей среды. – 2020. – № 3(41). – С. 23-29. – DOI 10.33075/2220-5861-2020-3-23-29. – EDN ZHZVNL.
4. Тимченко А.Р. Оценка текущего положения и потенциала для развития кластера по возобновляемым Источникам энергии (Севастополь и Симферополь) // URL: http://g.10-bal.ru/geografiya/14483/index.html

УДК 656.138

Е.Р. Гарайшина
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

ИССЛЕДОВАНИЕ ПЕРСПЕКТИВ ЭЛЕКТРОАВТОМОБИЛЕСТРОЕНИЯ В РФ

Введение. С 2017 года в России происходит значительный рост парка электромобилей, так в декабре 2021 года количество электрокаров составило примерно 13000 моделей. [1] По отношению к 2020 году наблюдается рост почти

на 20%, а к 2017 – увеличение произошло в 7 раз. Тем не менее, рынок РФ все еще отстает от мировых лидеров в данной отрасли.

Актуальность. Выбросы загрязняющих веществ от автомобильного транспорта в РФ составляют около 30% от общего объема выбросов парникового газа. [2] Существенно снизить этот показатель в России позволит развитие электроавтомобилестроения.

Методы исследования. Основными методами исследования в данной статье являются анализ и сравнение.

Цель исследования. Выполнить анализ влияния различных факторов на перспективы электроавтомобилестроения в РФ. Объектом исследования является электроавтомобилестроение, а предметом исследования – влияние спроса, инфраструктуры, цены, государственной поддержки на электроавтомобилестроение в России. Для достижения выдвинутой цели будут решаться следующие задачи:

1. Оценка текущего состояния рынка электромобилей России
2. Оценка инфраструктуры, созданной для электрокаров
3. Сравнение цен автомобилей на двигателе внутреннего сгорания (ДВС) и электродвигателе
4. Рассмотрение отечественных производителей и мер государственной поддержки данной отрасли

Анализ текущего состояния рынка электрокаров в России показывает, что данный товар представляет интерес для потребителей, который с каждым годом растет. (Рисунок 1)

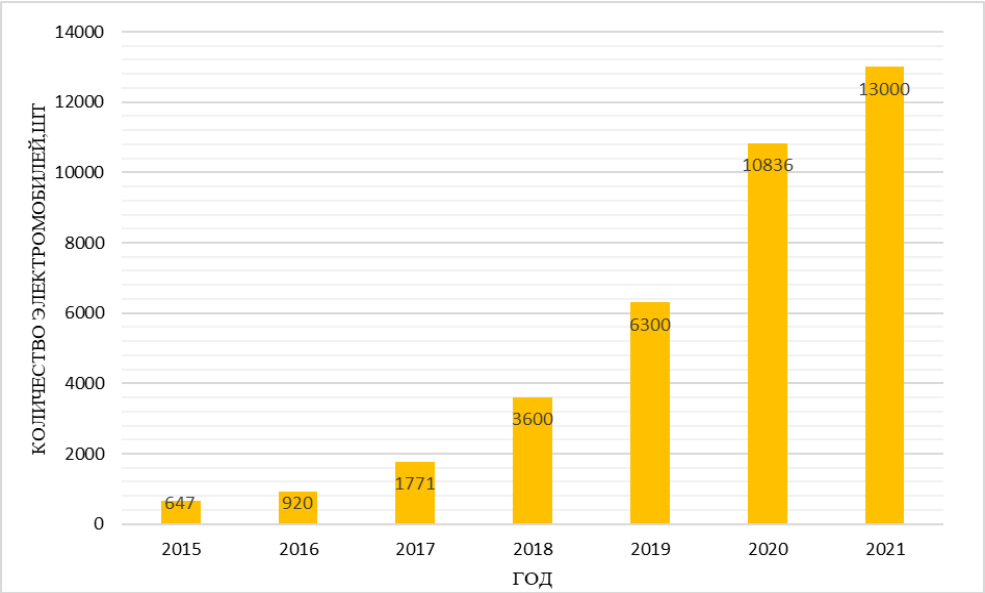


Рисунок 1 – Динамика продаж электромобилей в РФ

Анализ карты зарядных станций (Рисунок 2) показывает, что одним из главных препятствий развития электроавтомобилестроения в РФ является отсутствие обеспеченности зарядной инфраструктурой электрокаров. В основном зарядки установлены в крупных городах, тогда как междугородние дороги ими не оснащены.

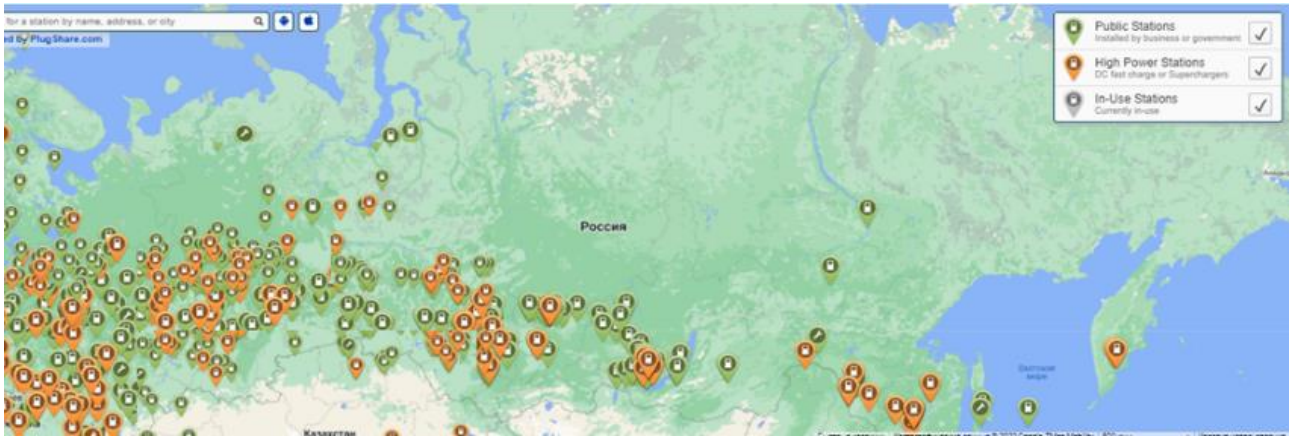


Рисунок 2 – Карта зарядных станций России [3]

Самым продаваемым автомобилем на ДВС в 2021 году стала LADA Vesta, цена которой составляет 1 121 900 рублей. Среди электромобилей самой продаваемой моделью является Porsche Taycan за 8 380 000 рублей. Электромобили имеют большую стоимость в силу дороговизны литий-ионных батарей. Но по прогнозам BloombergNEF, средняя цена электрокара сравняется с ценой обывательского автомобиля к 2025 году, так как происходит удешевление батарей. Оценка эксплуатации этих моделей в течение 5 лет показывает [4], что на Posrche Tycan необходимо будет потратить 481 802 рубля без учета страхования, а на LADA Vesta – 536 990 рублей. Если же исключить еще и транспортный налог, то эксплуатация обойдется в 114 302 и 523 740 рублей соответственно. Из такой оценки электромобиль становится более привлекательным для потребителя. На сегодняшний день в России реализуется несколько проектов электроавтомобилестроения. Одним из ярких примеров является проект «Кама-1» [5], созданный СПБПУ Петра Великого совместно с КАМАЗ, серийный выпуск которого запланирован на 2025 год. В качестве мер поддержки в мае 2020 года была отменена пошлина на импорт электрокаров [6]; в Москве, Московской области и некоторых других городах отменен транспортный налог, предоставляется бесплатная парковка.

Выводы. Наиболее актуальным направлением развития электротранспорта в РФ являются развитие инфраструктуры, а именно увеличение количества зарядных станций и их повсеместная установка. Важна отмена транспортного налога не только в крупных городах, но и малых регионах, а также введение новых мер поддержки, стимулирующих рост спроса на электромобили и усиление развития отечественного производства электрокаров и материалов для них.

ЛИТЕРАТУРА

1. Количество электромобилей в России превысило 10 тысяч единиц // АВТОСТАТ URL: https://www.autostat.ru/news/47243/
2. Сведения об охране атмосферного воздуха // АВТОСТАТ URL: https://www.autostat.ru/news/22313/
3. Сеть электрозаправок для электромобилей // EPC ELECTRO URL: https://epcelectro.ru/petrol-station-network/

4. Калькулятор оценки стоимости владения автомобилем // ЦЕНА АВТО URL: https://cena-auto.ru/calculator/tco/
5. Открытия, которые сделали мир лучше / ред. Е.П. Ефимова // Газета ПОЛИТЕХНИК. – 2020. - №3. – С. 2.
6. Комарова М. В. Анализ рынка электромобилей в России // Инновации. Наука. Образование. – 2020. – № 21. – С. 276-281.

УДК 621.311

Н.В. Романюк, П.Б. Чукалова
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

ИССЛЕДОВАНИЕ УРОВНЯ ИННОВАЦИОННОСТИ ВНЕДРЯЕМЫХ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЮ

Введение. В наше время всё больше внимания уделяется тематике энергосбережения. Для повышения эффективности использования выделяемых средств, а также определения степени инновационности и обоснованности технологий необходимо проводить исследования по анализу состояния данной отрасли.

Актуальность. Вопросы, связанные с технологиями энергосбережения наряду с повышением экологической безопасности, становятся центральными проблемами и в мировом сообществе. Также это объясняется увеличением необходимости в обновлении и усовершенствовании текущих методик для повышения энергобезопасности и энергоэффективности.

Цель исследования. Систематизация наиболее эффективных или перспективных технологий в сфере энергосбережения, а также определение уровня их инновационности. Объектом исследования является технологии энергосбережения, а предметом исследования является уровень инновационности внедряемых мероприятий. С учетом поставленной цели в работе решались следующие задачи:

1. Определение эффективных технологий энергосбережения
2. Распределение по классам технологий, инновационных на мировом, российском уровне или на уровне предприятия в России
3. Выводы по особенностям классов

В Российской Федерации определено, что основные организационные мероприятия по энергосбережению и повышению энергетической эффективности в электроэнергетике охватывают системы мониторинга и повышения энергетической эффективности, обучение и повышение квалификаций сотрудников, а также энергетический менеджмент [1]. В данной статье рассматривается наиболее важная часть комплекса работ по повышению энергоэффективности – технологии. В таблице 1 представлены инновационные на мировом уровне.

Таблица 1: Технологии, инновационные на мировом уровне

Технология	Описание
Преобразование CO_2	Преобразования углекислого газа обратно в топливо или в полезные химические элементы.
Акустический мониторинг	Использование искусственного интеллекта для анализа состояния двигателя.
Управление низковольтными сетями	Программный продукт, который позволят эффективно управлять низковольтной электрической сетью.
Волновая электростанция	Электростанции, использующие волны для производства электроэнергии.
Контроль электроэнергии в здании	Искусственный интеллект улучшает энергопотребление, анализируя получаемые данные.
Электрические теплоаккумуляторы (ТА)	ТА потребляет дешёвую электроэнергию в ночное время, отапливая помещение и нагревая тепловые аккумуляторы, а в дневное время отдает .
Освещение микроорганизмами	Разведение микроорганизмов, которые постоянно растут и светятся.
Самозарядные мини батареи	Зарядки для сенсоров, которые могут подзаряжаться от вибрации.

Особенность технологий, инновационных на мировом уровне – создание новых систем и способов получения энергии, которые находятся либо на этапе разработки или в начале реализации. В таблице 2 представлены технологии, инновационные на уровне России.

Таблица 2: Технологии, инновационные на уровне России

Технология	Описание
SCADA NPT Expert	Комплекс для АСУ ТП, систем ТМ и ССПИ энергообъектов любых классов напряжения
Производство водорода	Установка может работать на солнечных батареях или от других источников энергии.
Технология CLIR	Искусственный интеллект осуществляет управление ветряными мельницами, анализируя их работу
Органическая батарея	Органическая батарея, основа которой углерод. Преимущества – экологичность и дешевизна
Контроль напряжения	Превращает трансформатор в умный объект для управления всеми параметрами
Подводные электростанции	Поток воды вращает лопасти генераторов, а электроэнергия передаётся на берег по кабелю
Использование пара	Получение пара, одновременно охлаждая различные детали печей
Плазменная газификация	Утилизация отходов с получением электроэнергии с высокими показателями экологичности [2]

В данной группе представлены технологии, которые уже имеют примеры успешной реализации в мире, но для России пока остаются инновационными. В таблице 3 представлены технологии, инновационные на уровне предприятий в России.

Таблица 3: Технологии, инновационные на уровне предприятий в России

Технология	Предприятие	Описание
Поворот фазы	ПАО «ФСК ЕЭС»	Увеличение пропускной способности фазоповоротными трансформаторами
Реклоузеры	ПАО «ТРК»	Секционирование линий.
Цифровая подстанция	ПАО «Россети Волга»	Интегрированные цифровые системы измерения, защиты и управления

Технологии, инновационные на уровне предприятий, являются усовершенствованием существующих систем, так как это наиболее эффективно с точки зрения прикладной реализации[3].

Выводы. Чем больше уровень инновационности технологии, тем больше фундаментальных отличий от существующих примеров, что напрямую оказывает влияние на увеличение стоимости реализации и повышает неопределённость результатов создания и распространения устройства.

ЛИТЕРАТУРА

1. Распоряжение Правительства от 27.12.2010 N2446-р (ред. от 16.02.2013) «Об утверждении государственной программы "Энергосбережение и повышение энергетической эффективности на период до 2020 года»
2. N. Romaniuk, O. Novikova, Feasibility Study of the Use of Plasma Gasification for Residential Complexes, in: N. Trifonova (Eds.), Atlantis Press(part of Springer), 2022, pp. 217 – 223. DOI: https://doi.org/10.2991/aer.k.220308.035
3. O. Novikova, A. Erastov, S. Livshits, Features of evaluating the efficiency indicators of the electric power enterprise, E3S Web of Conferences, 2019, pp. 1 – 5. DOI: https://doi.org/10.1051/e3sconf/201912405057

УДК 621.181

Р.В. Сименчук, А.А. Тринченко, А.П. Парамонов
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГРАНУЛОМЕТРИЧЕСКОГО СОСТАВА ПЫЛИ СБРОСНОГО ВОЗДУХА ПЫЛЕСИСТЕМЫ С ПРОМЕЖУТОЧНЫМ БУНКЕРОМ

Введение. Полнота выгорания топливной пыли в факельной топке пылеугольного котла зависит от целого ряда факторов, к основным из которых относятся: время пребывания частиц топлива в зоне активного горения (ЗАГ), уровень температур в топке, концентрация окислителя и другие [1]. Одним из определяющих факторов при сжигании твердого топлива является гранулометрический состав подаваемой топливной пыли [2–4]. Чрезмерное утонение гранулометрического состава влечет за собой перерасход энергии на размол, в то же время угрубление помола может вызвать повышенный механический недожог и снижение коэффициента полезного действия котлоагрегата.

Котельная установка с промежуточным пылевым бункером предполагает наличие слабо запыленного воздуха, ввод которого в топочную камеру возможен выше основных горелок котла [3, 5].

В этом случае сокращается время пребывания топливных частиц в ЗАГ, что требует повышенного внимания к полноте их выгорания.

Актуальность. Наличие сведений о размерах и количестве частиц пыли сбросного воздуха является необходимым условием при расчете процесса горения топлива, размол которого произведен пыле-системой с промежуточным бункером, что делает решение этого вопроса актуальным при проектировании и эксплуатации котлов.

Цель работы – определение гранулометрического состава пыли сбросного воздуха пылесистемы с промежуточным бункером.

В качестве объекта исследования рассмотрен паровой котел

Е-420-13,7-550, сжигающий тощий уголь Подгородненского месторождения. Котельная установка с этим котлом оборудована пылесистемой с промежуточным бункером, которая включает две шаровые барабанные мельницы типа ШБМ 340/650, обеспечивающие номинальную нагрузку котла D = 420 тонн пара в час, циклонами пылеотделителями сушильного агента ($\eta_ц \approx 90\%$) и шнековыми питателями пыли.

Распределение пылевых топливных частиц по размерам определяется зависимостью [2]:

$$R_{0i} = \exp(-b\delta_{0i}^{n}), \quad (1)$$

где b – тонкость помола; n – характеризует равномерность помола.

Рекомендуемое значение остатка на сите размером 90 мкм (R_{90}) при сжигании пыли тощих углей, приготовленной в пылесистеме с промежуточным бункером и оборудованной ШБМ, составляет 12 %, а величина *n*, характерная для ШБМ составляет 1,1 [6]. В качестве второго размера сита при описании гранулометрического состава топливной пыли, как правило используют размер 200 мкм (R200).

Тонкость помола (b), определенная по зависимости

$$b = \frac{1}{90^{n}} \ln\left(\frac{100}{R_{90}}\right), \quad (2)$$

составила 0,015.

Наличие коэффициентов *b* и *n* позволяет определить остаток на сите любого размера в пределах размера самой крупной частицы топлива δ_{01} в рассматриваемом образце по зависимости:

$$R(x) = 100\exp(-bx^{n}). \quad (3)$$

Размер самой крупной частицы δ_{01} определяемый из соотношения

$$\delta_{01}=(6{,}9/b)^{1/n} \quad (4)$$

составил 262 мкм.

Полифракционный состав твердого топлива приводился пересчетом к эквивалентному расходу. В качестве топливных частиц эквивалентного расхода принимались шарообразные частицы при условии идентичности рассевочных характеристик. В каждом интервале разбиения рассевки находился средний диаметр частиц:

$$\bar{\delta}_i = (\delta_i + \delta_{i+1})/2, \qquad (5)$$

расположенный в границах интервала. Варианты разбиения: 1) по размерам частиц; 2) по массе частиц.

Рассевочная характеристика исходной топливной пыли, полученная с использованием результатов расчетов по зависимостям (1)–(4) и ее разбиение по второму варианту на 10 интервалов представлены на рисунке 1. Большой угол наклона кривой к оси абсцисс, а так же величина b (из зависимости (2)) указывают на тонкость помола исходного топлива (тонкий помол). В интервал, характеризующийся остатком на сите 90...100 % попала вся масса топлива, не уловленного циклоном.

Рисунок 2 иллюстрирует результаты обработки рассевочной кривой исходного топлива, где каждый интервал (по оси абсцисс) соответствует 0,1 кг пыли. Средний размер частиц первого интервала соответствует размерам частиц топливной пыли сбросного воздуха и составляет 3,1 мкм. При этом начальная площадь реагирования этих частиц составила 162 м^2.

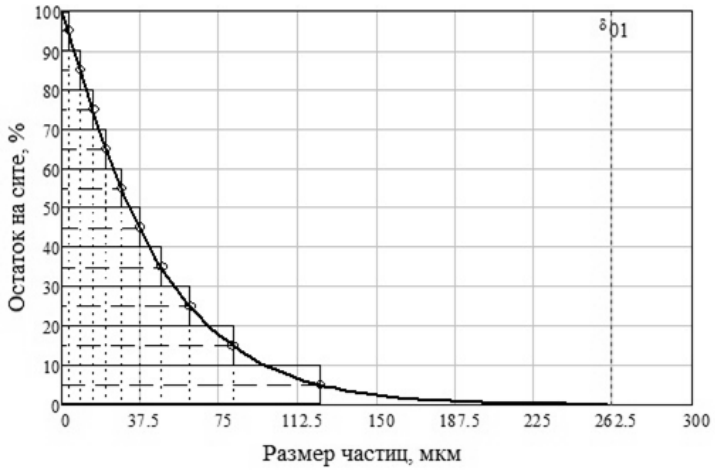


Рисунок 1 – Обработка рассевочной кривой исходного топлива

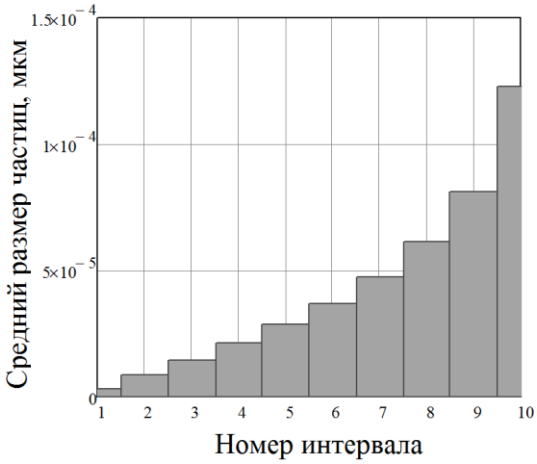


Рисунок 2 – Средний размер частиц

Выводы. Гранулометрический состав пыли сбросного воздуха пылесистемы с промежуточным бункером может быть получен путем обработки рассевочной кривой разбиением на равные части (в соответствии с коэффициентом полезного действия циклона) массы исходной топливной пыли. Интервалу части топливной пыли с наименьшим размером частиц, соответствует средний размер частиц пыли сбросного воздуха.

ЛИТЕРАТУРА

1. Шатиль А.А. Топочные процессы и устройства (исследования и расчет). – СПб: НПО ЦКТИ, 1997. – 184 с.

2. Основы практической теории горения: Учебное пособие для вузов / В.В. Померанцев, К.М. Арефьев, Д.Б. Ахмедов и др.; Под ред. В.В. Померанцева.
2-е изд., перераб. и доп. – Л.: Энергоатомиздат, 1986. – 312 с.
3. Лебедев А.Н. Подготовка и размол топлива на тепловых электростанциях. М.: Энергия, 1969. – 520 с.
4. Бабий В.И., Куваев В.Ф. Горение угольной пыли и расчет пылеугольного факела. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 208 с.
5. Резников М.И., Липов .М. Паровые котлы тепловых электростанций. – М.: Энергоатомиздат, 1981. – 240 с.
6. Хзмалян Д.М., Каган А.Я. Теория горения и топочные устройства. Под ред. Д.М. Хзмаляна. Учеб. пособ. для вузов. – М.: Энергия, 1976. – 488 с.

УДК 621.311.243

А.М. Зимин
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

ОПТИМИЗАЦИЯ ПАРАМЕТРОВ СЭС ДЛЯ ПИТАНИЯ ФУТБОЛЬНОГО СТАДИОНА

Ключевые слова. ВИЭ, СЭС, распределенная генерация, оптимизация параметров, обоснование состава оборудования, линейное программирование.

Введение. Использование электрогенерации на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в России с каждым годом приобретает всё более привлекательный характер. Правительство РФ планомерно реализует политику поддержки объектов ВИЭ на оптовом и розничном рынке электроэнергии. Как итог, совокупная установленная мощность солнечных электрических станций (СЭС) за период 01.04.15-01.03.2022 увеличилась в 393 раза и составила в итоге 1,965 ГВт [1].

Актуальность. Согласно энергетической стратегии России на период до 2035 года в рамках реализации пространственных приоритетов государственной энергетической политики предполагается повышение устойчивости и надежности энергоснабжения макрорегионов с использованием ВИЭ и распределенной генерации. В этой связи особую актуальность обретает вопрос оптимального выбора параметров объектов ВИЭ-генерации. В данной статье рассматривается проект гибридной СЭС для обслуживания футбольного стадиона с возможностью использования оборудования СЭС для работы с сетью в режимах потребления и генерации.

Цель исследования. Спроектировать СЭС для обслуживания футбольного стадиона с возможностью использования оборудования для работы с сетью в режимах потребления и генерации. Объектом исследования является солнечная фотоэлектрическая станция, а предметом исследования — свойства СЭС, которые характеризуют работу электрической станции в энергетической системе. С учетом поставленной цели в исследовании решалась задача оптимизации параметров СЭС и обоснования состава ее оборудования.

Методы исследования. Оптимизация и моделирование параметров солнечной электрической станции.

Выбор футбольного стадиона академии ФК «Краснодар» в качестве объекта интеграции рассматриваемой системы был основан на ряде характерных особенностей. Распределение выработки электроэнергии от СЭС в течение года совпадает с календарём проведения футбольных матчей. Стадион находится в непосредственной близости к жилым кварталам, то есть к потенциальным потребителям энергии. Во время ночного провала энергопотребления гибридная СЭС получает энергию из энергосети по сниженному тарифу. Во время утреннего и вечернего пиков энергопотребления данная СЭС отпускает электроэнергию в соответствии с льготным тарифом [2] и, в то же время, совместно с аккумулирующей системой обеспечивает бесперебойное энергоснабжение во время проведения матча.

Рассматриваемая сетевая гибридная СЭС с накопителем энергии, может быть представлена в виде модели (Рис. 1). На схеме представлены мощности: Ps – электроэнергии, потребляемой из сети, Psolar – СЭС, Psell – электроэнергии, отпускаемой в сеть, Pc – постоянной нагрузкой потребителя, Pb – преобразователя системы накопления энергии.

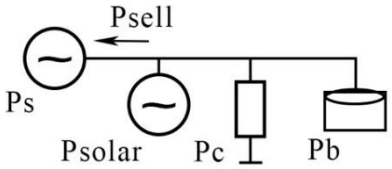


Рисунок 1 – Схема проектируемой системы

Для того, чтобы реализовать данную модель в математическом виде необходимо обозначить ряд допущений и ограничений [3]. Проектируемая система потребляет и поставляет в сеть только активную мощность. В рассматриваемой модели нагрузка потребителя задаётся графиком потребления, следовательно, вариативная часть нагрузки отсутствует. Заряд накопителя электроэнергии одинаков в начальном и конечном значении времени рассматриваемого периода (одна неделя). В проектируемой системе сохраняется баланс мощности:

$$P_s + P_{solar} = P_c + P_{var} + P_b + P_{sell}, (P_{var} = 0) \quad (1)$$

Основываясь на перечисленных ограничениях, был разработан программный код в среде MatLab на основе инструмента linprog, задачей которого является поиск наилучшего режима работы системы с учётом минимизации итоговой стоимости данного проекта. На первом этапе были смоделированы системы с оборудованием различных производителей, но с идентичным уровнем мощности аккумуляторных батарей (АКБ) и выработки от фотоэлектрических модулей (ФЭМ). По итогу первого этапа был выбран наиболее выгодный с экономической точки зрения вариант, состоящий из ФЭМ HVL-330 и АКБ LFP. Доход от функционирования данной системы покрывает расходы на покупку электроэнергии, в результате этого выручка в неделю

составляет 7463 рубля, что является удовлетворительным результатом относительно затрат на покупку электроэнергии, которые несет владелец стадиона в настоящее время (148140 руб./нед).

На втором этапе были проанализированы 36 вариантов конфигурации системы, отличающиеся количеством солнечных модулей и аккумуляторных батарей, после чего был выбран наилучший состав оборудования: 1080 ФЭМ HVL-330 и 310 АКБ LFP 48-100.

Выводы. Программа с применением инструмента линейного программирования позволила произвести оптимизационный расчет количества отобранного оборудования, а именно ФЭМ и АКБ, для наилучшего с экономической точки зрения варианта состава оборудования. Однако, необходимо отметить, что отдельного внимания заслуживает вопрос интеграции мультикритериального [4] подбора вариантов, к примеру на основе генетического алгоритма [5]. Данное усовершенствование программы позволит, в частности, избежать «ручного» подбора вариантов состава оборудования.

ЛИТЕРАТУРА

1. Информационные обзоры СО ЕЭС. URL: https://www.so-ups.ru/functioning/ees/ups-review/ups-review22/.
2. Постановление правительства РФ №1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике». URL: https://docs.cntd.ru/document/902323702
3. Н.В. Коровкин, Н.В. Силин, Ф.М. Рахимов Оптимизация энергопотребления на основе использования накопителя энергии. Известия РАН. Энергетика. 2019, №4, с. 27-41.
4. N.V. Korovkin, M.V. Odintsov, O.V. Frolov Operational planning in power systems based on multi-objective optimization, Power Technology and Engineering. 2016. Т. 50. № 1. С. 75-78.
5. N.V. Korovkin, A.A. Potienko The use of a genetic algorithm for solving electric engineering problems, Elektrichestvo. 2002. № 11. С. 2-15.

УДК 621.181

Р.В. Сименчук, А.А. Тринченко, А.П. Парамонов
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

ОРГАНИЗАЦИЯ ВВОДА СБРОСНОГО ВОЗДУХА В ТОПКУ КОТЛА, ОБОРУДОВАННОГО ПЫЛЕСИСТЕМОЙ С ПРОМЕЖУТОЧНЫМ ПЫЛЕВЫМ БУНКЕРОМ

Введение. Аэродинамика топочной камеры котла оказывает непосредственное влияние на коэффициент полезного действия энергетической установки. Заданное движение газо-топливных потоков обеспечивает надежное воспламенение топлива и необходимое для выгорания его горючих составляющих время пребывания частиц в топочном объеме [1]. Для обеспечения полноты выгорания и минимизации тепловых потерь, связанных с механической неполнотой сгорания (q_4), современные паровые котлы оборудуются развитой системой ввода топлива и воздуха в топочную камеру.

Актуальность. Снижения потерь при выработке электрической энергии и тепла энергетическими котлами путем повышения эффективности использования топлива, является важной и актуальной задачей.

Цель работы – организация ввода слабо запыленного сбросного воздуха в топку котла Е-420-13,7-550, оборудованного пылесистемой с промежуточным бункером, с обеспечением полноты выгорания пыли.

Паровой котел Е-420-13,7-550 (рисунок 1) вертикально-водотрубный, однобарабанный, с естественной циркуляцией, П-образной компоновки, с твердым шлакоудалением, с уравновешенной тягой, имеет расчетные параметры, представленные в таблице 1. Номинальная тепловая мощность котла составляет $Q = 297$ МВт (256 Гкал/ч). Топочная камера образована газоплотными цельносварными экранами, выполненными из труб ∅ 60×5,5 мм с шагом 80 мм и имеет поперечное сечение (в плане) 11000×8500 мм. Расчетное топливо – тощий уголь Подгородненского месторождения [2].

Система пылеприготовления котла индивидуальная, замкнутая, с промежуточным пылевым бункером, сушильный агент – горячий воздух. Топливо из бункеров сырого угля подается в две шаровые барабанные мельницы типа ШБМ 340/650, оборудованные центробежными сепараторами, откуда поступает в циклоны для сепарации пыли от сушильного агента. Пыль из циклонов ссыпается в промежуточные бункеры, а слабо запыленный сушильный агент направляется в сбросные сопла. На фронтовой стене котла (в два яруса по высоте) установлены восемь прямоточно-вихревых пылеугольных горелок с подводом пыли из промежуточных пылевых бункеров шнековыми питателями.

Таблица 1 – Расчетные параметры котла Е-420-13,7-550

Наименование величины	Обозначение	Размерность	Значение
Паропроизводительность котла	D	т/ч (кг/с)	420 (116,7)
Параметры перегретого пара: - давление - температура	 $p_{пп}$ $t_{пп}$	 МПа (кг/см^2) К (°С)	 13,7 (140) 823 (550)
Параметры питательной воды: - давление - температура	 $p_{пв}$ $t_{пв}$	 МПа (кг/см^2) К (°С)	 16,3 (160) 488 (215)
Температура газов на выходе из топки	$\vartheta_т''$	К (°С)	1373 (1100)
Температура уходящих газов	$T_{ух}$	К (°С)	413 (140)
К.П.Д. котла (брутто)	$\eta_{бр}$	%	92,8

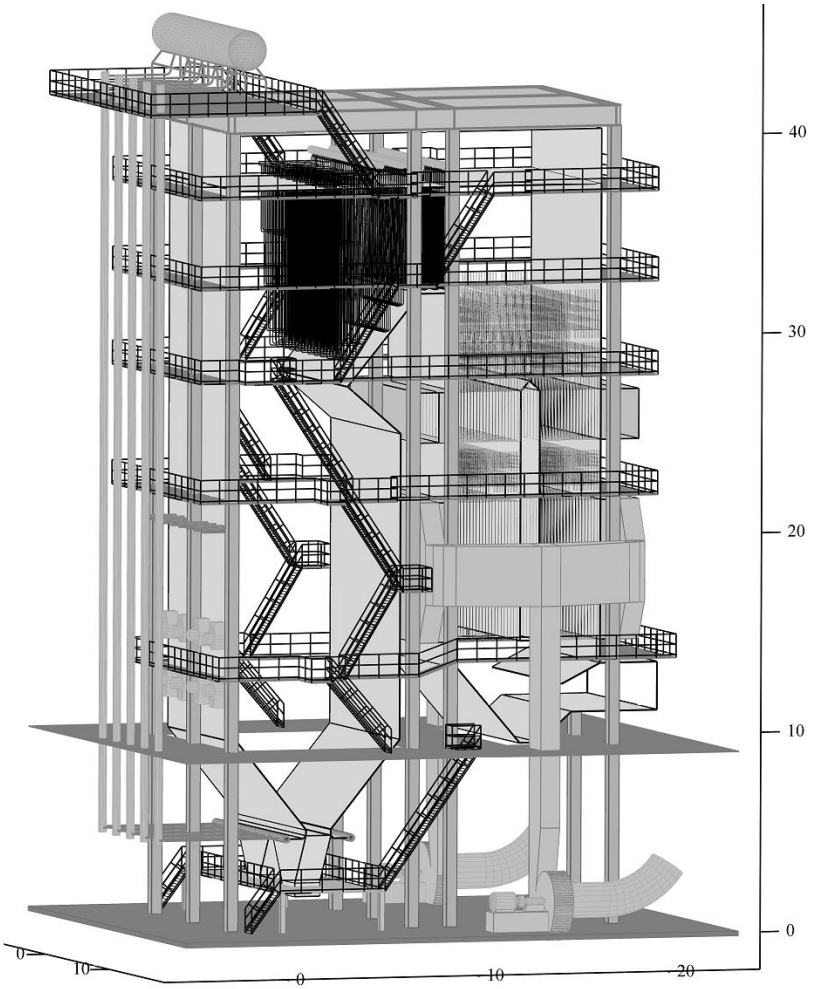


Рисунок 1 – Котел Е-420-13,7-550

Наличие промежуточного бункера в системе пылеприготовления котла обусловлено свойствами тощих углей, и, несмотря на некоторое удорожание установки, имеет следующие основные преимущества: 1) безостановочная работа всех горелок; 2) возможность оперативного регулирования нагрузки.

Слабо запыленный сбросной воздух вводится через систему круглых сопл, расположенных на фронтовой стене топки выше верхнего яруса основных горелок. Траектория движения этих струй в топочном объеме может быть описана зависимостью Ю.В. Иванова [1, 3]:

$$\frac{ay}{D} = 195\left(\frac{\rho_c(273/T_c)W_c^2}{\rho_0(273/T_0)W_0^2}\right)^{1,3}\left(\frac{ax}{D}\right)^3 + \frac{ax}{D}\text{ctg}\alpha\,, \qquad (1)$$

где D – диаметр сопла; α – угол атаки; x – расстояние от среза сопла; a – коэффициент неравномерности поля скоростей на выходе из сопла (для круглой струи $a = 0{,}07...0{,}08$).

Глубина проникновения системы струй в сносящий поток [1, 3]:

$$\frac{l}{D} = K_S\frac{W_0}{W_п}\sqrt{\frac{\rho_0(273/T_0)}{\rho_п(273/T_п)}}\sin\alpha\,, \qquad (2)$$

где $K_S = f(S/D)$, S/D – относительный шаг струи. Значение коэффициента K_S принимается по таблицам [1] или из графика [3], данные которого удовлетворительно аппроксимируются зависимостью:

$$K_S = 0,0208(S/D) + 1,5417 \text{ для } 0 \le S/D \le 28;\ K_S = 2,2 \text{ для } S/D > 28. \quad (3)$$

Наиболее полное выгорание пыли сбросного воздуха будет при условии достижения струями середины глубины топки. Совместное решение уравнений (1) и (2) при выполнении требований (3) позволило получить количество и геометрические размеры сопл, обеспечивающих требуемую дальнобойность системы струй на уровне ~4–4,5 м. Результаты расчетов траекторий струй сбросного воздуха в топке котла Е-420-13,7-550 представлены на рисунке 2.

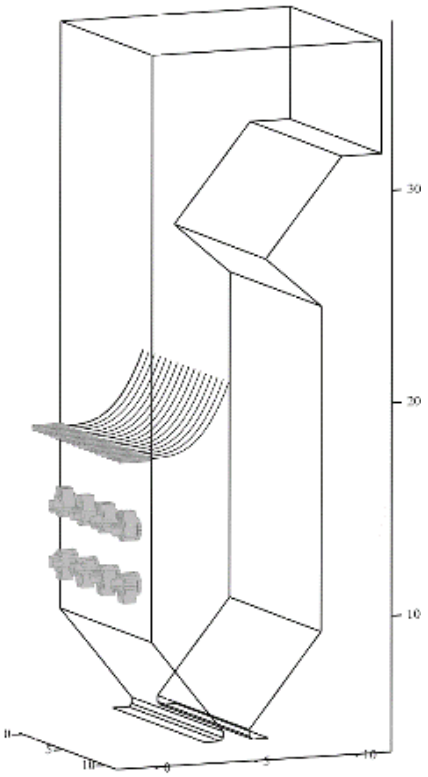


Рисунок 2 – Развитие струй сбросного воздуха в топке котла Е-420-13,7-550

Выводы. Решение задачи ввода сбросного воздуха в топку котла, оборудованного пылесистемой с промежуточным бункером, может быть получено путем моделирования распространения системы струй в сносящем потоке. Применительно к котлу Е-420-13,7-550 получены размеры и количество сбросных сопл, обеспечивающие требуемую дальнобойность струй и оптимальные условия выгорания пыли сбросного воздуха.

ЛИТЕРАТУРА

1. Основы практической теории горения: Учебное пособие для вузов / В.В. Померанцев, К.М. Арефьев, Д.Б. Ахмедов и др.; Под ред. В.В. Померанцева. 2-е изд., перераб. и доп. – Л.: Энергоатомиздат, 1986. – 312 с.

2. Григорьев К.А., Рундыгин Ю.А., Тринченко А.А. Технология сжигания органических топлив / Учебное пособие. СПб.: Изд-во Политехн. Ун-та, 2006. – 93 с.

3. Сборник задач по теории горения: Учебное пособие для вузов / Под ред. В.В. Померанцева – Л.: Энергоатомиздат, 1983. – 152 с.

УДК 621.181

М.Р. Кадыров[1], А.А. Тринченко[2], А.П. Парамонов[2]
[1]Научно-техническое объединение "Галакс"
[2]Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

ОЦЕНКА ВЕРОЯТНОСТИ ШЛАКОВАНИЯ ТОПКИ КОТЛА С УГЛОВЫМ РАСПОЛОЖЕНИЕМ ГОРЕЛОК

Введение. Проблема шлакования экранных поверхностей нагрева топок котлов, сжигающих твердое органическое топливо, до настоящего времени стоит достаточно остро [1]. Непрерывная безостановочная работа котлоагрегата возможна при условии полного отсутствия шлакования или незначительном образовании шлаковых отложений на поверхностях нагрева при их периодической очистке. Таким образом решение вопроса прогнозирования шлакования при работе котлов *является важной и актуальной задачей*.

Целью настоящей работы является оценка вероятности возникновения шлакования экранных поверхностей нагрева котла ПК-24 с угловым блочным расположением горелок для проектирования установки аппаратов очистки.

Котел ПК-24 (рисунок 1) – прямоточный ($D_{пп} = 75$ кг/с, $p_{пп} = 13{,}8$ МПа, $t_{пп} = 818$ К), П-образной компоновки, с промежуточным перегревом пара ($p_{вт.\,п} = 3{,}14$ МПа, $t_{вт.\,п} = 818$ К), предназначен для сжигания черемховских каменных углей в прямоточном факеле. Проект котла выполнен Подольским машиностроительным заводом им. С.Орджоникидзе. Топочная камера котла имеет прямоугольное сечение с размерами (в плане) $9{,}98 \times 8{,}98$ м, сухое шлакоудаление и объем 1990 м^3. На боковых стенах топки в два яруса установлены восемь поворотных пылеугольных горелок ЗиО. Расположение горелок в ярусе – угловое, блочное с двумя фокусными точками (фокусы по малой оси потока) соударения пары факелов (рисунок 2). Котел оборудован индивидуальной замкнутой системой пылеприготовления с промежуточным бункером и двумя шаровыми барабанными мельницами.

Для определения зон возможного шлакования экранов топочной камеры котла ПК-24, с использованием рекомендаций [2] выполнены расчеты горения частиц топлива с одновременным вычислением траекторий их движения при известных скоростях газо-воздушных потоков в объеме топки (рисунок 3). На рисунке 4 показаны траектории движения 10 горящих частиц (отличающихся начальными размерами, полученными в результате обработки рассевочной характеристики), поступающих в топку через одну из горелок, расположенных ближе к фронтовой стене топки.

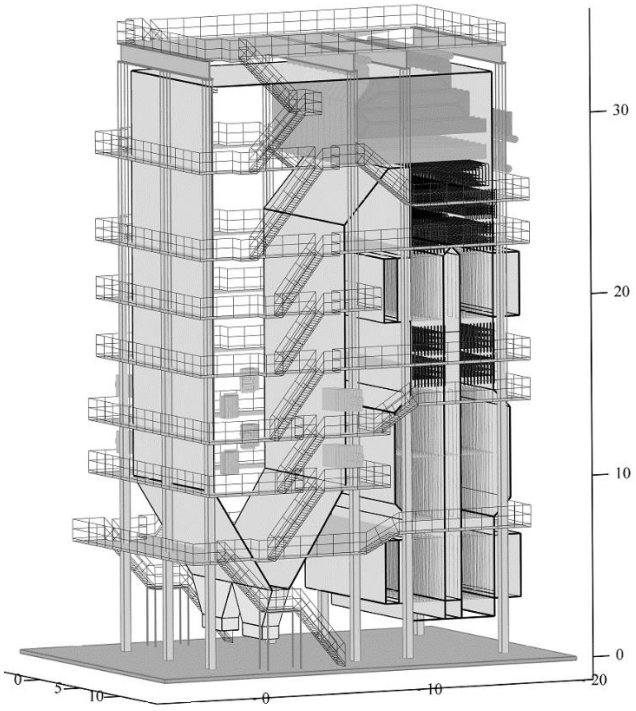


Рисунок 1 – Прямоточный котел ПК-24

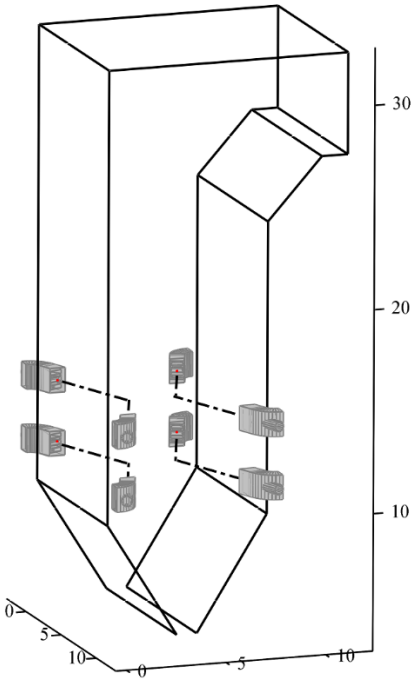


Рисунок 2 – Оси горелочных струй в топке котла ПК-24

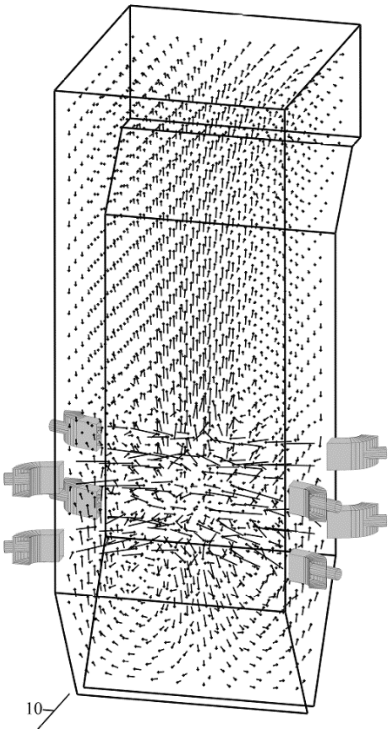


Рисунок 3 – Векторы скорости газовоздушных потоков в топке котла ПК-24

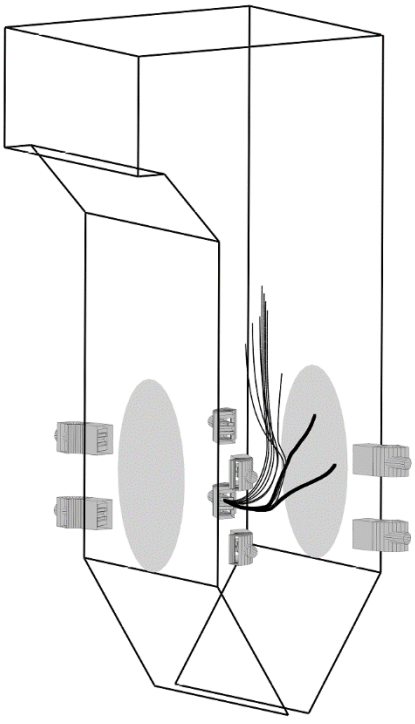


Рисунок 4 – Траектории движения горящих частиц в топке котла ПК-24

Из рисунка видно, что при подобных (в целом) траекториях движения всех частиц, частицы двух размеров выпадают из общего потока и движутся в сторону фронтовой стены. В случае, если к моменту достижения стены эти частицы не успевают полностью сгореть, то при ударе о стену возможно образование

шлаковых отложений. Аналогичная картина складывается при рассмотрении движения горящих частиц топлива, подаваемого в топку через горелки, расположенные ближе к задней стене топки.

Вариантными расчетами, отличающимися начальными размерами подаваемых в топку топливных частиц, получены области возможного шлакования экранных поверхностей при работе котла (на рисунке 4 эти области фронтовой и задней стен топки выделены серым цветом). Полученные результаты хорошо согласуются с данными работы [3], представленными на рисунке 5, где на виде сверху сечения топки котла (в плане), показаны области возможного шлакования фронтовой и задней стен топки с угловым расположением горелок.

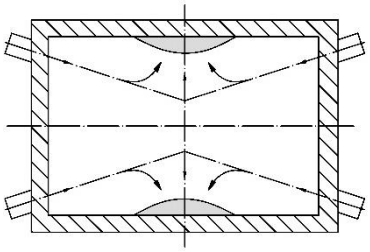


Рисунок 5 – Области возможного шлакования топки [3]

Выводы. Выполнена оценка вероятности шлакования топки котла с угловым расположением горелок с одновременным определением мест скопления шлака. Представленная модель позволяет проводить необходимые оценки с целью определения мест установки аппаратов очистки.

ЛИТЕРАТУРА

1. Бойко Е.А., Загородний И.В. Комплексное исследование интенсивности шлакования поверхностей нагрева котлоагрегата при сжигании непроектных топлив // Известия вузов. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. 2020. Т. 22. № 6. С. 101–116.
2. Сборник задач по теории горения: Учебное пособие для вузов / Под ред. В.В. Померанцева – Л.: Энергоатомиздат, 1983. – 152 с.
3. Сидельковский Л.Н., Юренев В.Н. Котельные установки промышленных предприятий: Учебник для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 528 с.

УДК 621.444.4

А.М. Балакин, А.Р. Бадамшин, М.А. Лаптев, Ю.В. Матвеев, В.В. Барсков
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ РЕГЕНЕРАЦИИ ТЕПЛА ВЫХЛОПНЫХ ГАЗОВ ГАЗОТУРБИННОЙ УСТАНОВКИ ДЛЯ ПОДОГРЕВА ТОПЛИВНОГО ГАЗА

Введение. Параметры топливного газа поступающего в камеру сгорания влияют на процессы горения. Изменение его температуры меняет соответственно его плотность, что в свою очередь меняет значение коэффициента избытка воздуха, в результате чего меняются эффективные показатели газотурбинной установки. Повышение параметров газотурбинной

установки, а также, снижение вредных выбросов, является на данный момент одним из наиболее важных вопрос энергетики.

Данный вопрос рассмотрен в различных многочисленных исследовательских работах, некоторые из которых также подразумевают использование регенерации теплоты выходящих газов для подогрева толпива [1].

Актуальность. В отличие от [1]. в данной работе рассматривается влияние подогрева газа не столько в рамках горения в самой камеры сгорания, а сколько влияние его температуры на показатели тепловой схемы и на эффективные показатели установки, такие как эффективный КПД. Также рассчитывается теплообменный аппарат для регенерации, с целью оценки технической возможности его применения и сложности его конструкции.

Цель исследования. Цель данного исследования является оценка влияния температуры топливного газа на параметры тепловой схемы газотурбинной установки и расчет теплообменника для подогрева природного газа.

С учетом поставленной цели исследования решались следующие задачи:

1. Расчет тепловой схемы без подогрева топливного газа.
2. Расчет тепловой схемы при подогреве топливного газа.
3. Расчет трубчатого теплообменника с гладкими трубками для регенерации теплоты уходящих газов.
4. Сравнительный анализ показателей тепловой схемы в обоих случаях и рассмотрения сложности конструкции теплообменника.

Методы исследования:

На рисунке 1 представлена предлагаемая тепловая схема газотурбинной установки.

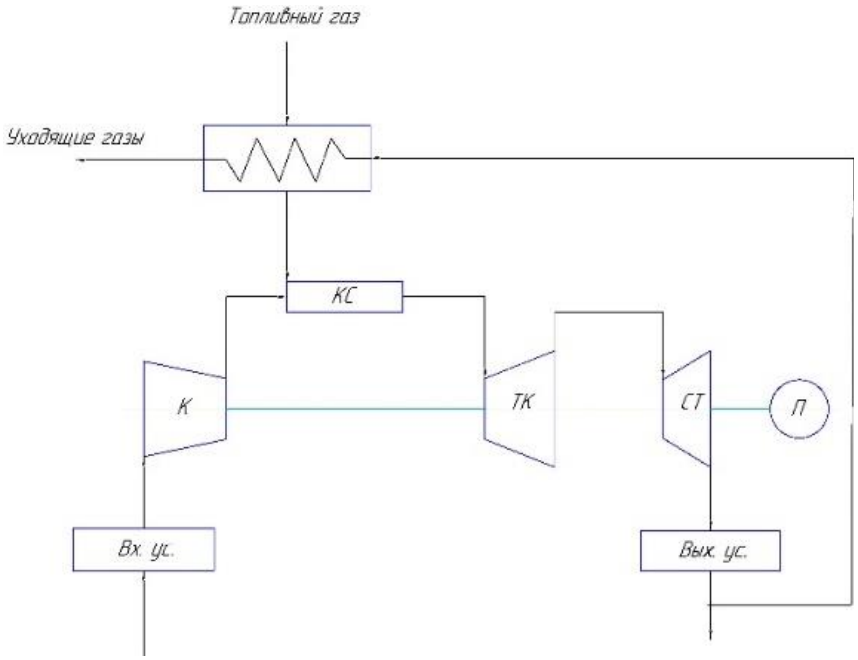


Рисунок 1 – Тепловая схема газотурбинной установки

В процессе расчета тепловой схемы параметры природного газа принимались не по принятым средним значениям, выявленных в результате многочисленных экспериментальных исследований, а по составу топливного

газа, принятого по [2] как для Ленинградского месторождения. В результате производился расчет продуктов сгорания и термодинамические параметры газа в газовой турбине [3], а также параметров горения, например коэффициент избытка воздуха и низшая теплота сгорания. В качестве прототипа выбрана установка НК-12 СТ, являющейся конвертированным авиационным двигателем. Выбор данной установки обусловлен тем, что она производится в России и используется на многих ГПА станциях. Степень повышения давления в компрессоре принята $\pi_к$= 7,8, на основе данных прототипа. От выхлопных газов отбиралось только 10% на подогрев топлива, во избежания запирания потока выходящего газа из турбины.

После этого на параметры выходящего газа и параметры топлива на входе и выходе в теплообменник производился его расчет. Теплообменник трубчатый, шахматный, с гладкими трубками из меди внешним диаметром 10 мм и толщиной стенки 0,5 мм [4].

Изложение результатов исследования:

В результате расчета получены следующие данные:

1. Эффективный КПД газотурбинной установки без подогрева топливного газа составил ηе=27,1% (температура газа 20 °С), а с подогревом (300°С) ηе=27,3%.

2. Расход топливного газа без подогрева составил 0,682 кг/с, с подогревом 0,678 кг/с.

3. Состав трехатомных газов в выходящем газе на один кг сгораемого топлива составил: 0,0100 и 0,00092 без подогрева и с соответственно

4. Компоновка теплообменного аппарата: однозаходный, 5 рядов по 6 трубок. Объем теплообменника 0,02 м^3.

Выводы. Использование подогрева топливного газа позволяет хоть и несущественно, но поднять эффективный КПД. Но при этом также снижается расход топливного газа и снижение выбросов трехатомных газов. Соответственно, подогрев топливо позволяет повысить эффективность установки и снизить количество вредных выбросов.

Как можно видеть, теплообменник имеет простую конструкцию, следовательно, при небольших затратах на него в перспективе на газоперекачивающих станциях можно сэкономить значительные средства, так как повышается эффективность самой газотурбинной установки, снижается расход топливного газа, который отбирается ир магистрального трубопровода природного газа, а также можно сэкономить затраты на подогрев газа для установки от сторонних источников тепла.

В работе не производилось моделирование процесса горения непосредственно в самой камере сгорания. Более глубокий расчет может показать, что подогрев топлива еще сильнее повышает эффективные параметры установки.

ЛИТЕРАТУРА
1. Влияние подогрева газовоздушной смеси на характеристики горения топливных газов / А. А. Шилова, Н. Л. Бачев, Р. В. Бульбочив. Пермь, Вестник ПНИПУ. Аэродинамическая техника. 2021, №64. 83 – 90 с.
2. Расчет и проектирование камер сгорания для газотурбинных и парогазовых установок / М. Министерство тяжелого, энергетического и транспортного машиностроения, 1974 г, – 126 с.
3. Расчет процессов горения: Метод. указ. / Под ред. В. С. Абрукова, Н. А. Тарасова, М. Е. Волкова, Г. И. Малинина. Чебоксары: Чувашский государственный университет им И. Н. Ульянова, 2005. 77с.
4. Теплообменные аппараты газотурбинных установок. Основы проектирования: монография / И. А. Богов, В. А. Суханов, А. П. Безухов, В. В. Толмачев, А. А. Смирнов, А. И. Бодров: под общей ред. Проф., д. т. н. И. А. Богова. СПб.: ООО «Издательство «Полигон». 2010. – 208 с.

УДК 621.438.083

А.А. Федоров, К.А. Парфенов, В.В. Барсков
[1]Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ УСТАНОВКИ ПО ЦИКЛУ АЛЛАМА

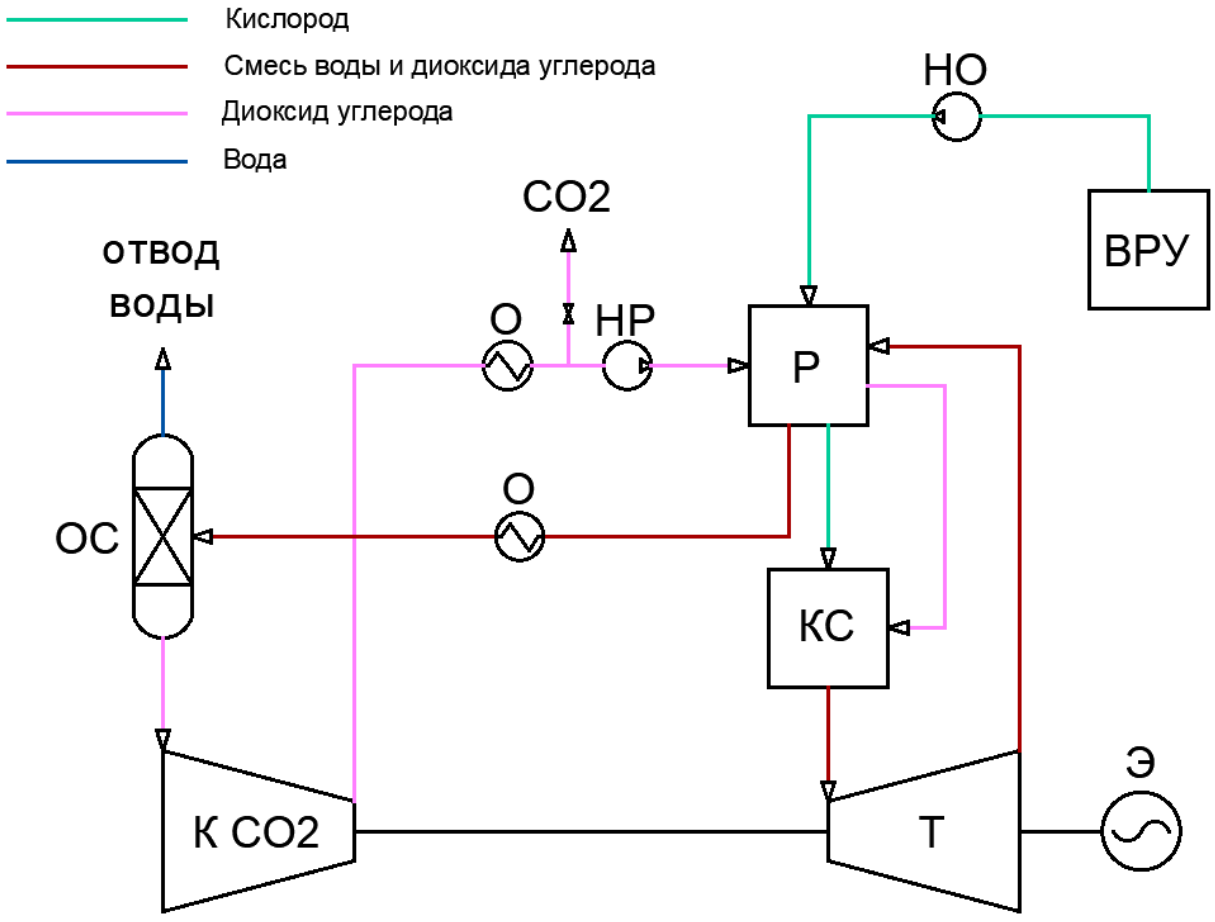
Введение. С ухудшением экологической обстановки в мире человечество должно в кратчайшие сроки решать и стабилизировать данную проблему. Но от достигнутых благ отказаться тяжело, поэтому стоит искать альтернативные пути сохранения и дальнейшего роста технологического потенциала. Так в энергетической сфере деятельности, которая наносит окружающей среде значительный вред, появляются технологии производства энергии, не вредящие и заботящиеся об экологической обстановки. К таким технологиям относятся циклы с кислородно-топливным сжиганием. Данные циклы работают в замкнутом или полузамкнутом контуре, что значительно снижает выбросы вредных веществ в атмосферу. Самым передовым среди циклов с кислородно-топливным сжиганием, является цикл Аллама, у которого высокий КПД (порядка 56%) и высокая экологичность (выбросов вредных веществ в атмосферу нет) [1]. Эта технология производства энергии является наукоемкой, но без негативного влияния на экологию. Энергетические установки на данном цикле (далее установки) могут применяться в различных видах деятельности человека.

Актуальность. Доля тепловой генерации в структуре выработки электроэнергии в России составляет более 64%. Однако в ТОП-10 крупнейших ТЭС страны только две станции работают на угле – Рефтинская и Рязанская; в основном же тепловая энергетика в России – газовая. В Российской Федерации используется всего 15% угля для производства энергии. Но и это значение можно и нужно сокращать. Для декарбонизации производства энергии применяются различные методы. Одним из способов может служить замена ПГУ на установки, разработанные по новым технологиям генерации энергии по циклу Аллама.

Цель исследования. Выявление наиболее перспективных направлений внедрения технологии производства энергии по циклу Аллама. Объектом исследования является энергетический и химический комплексы, а предметом исследования является энергетическая установка. С учетом поставленной цели в исследовании решались следующие задачи:

1. Анализ преимуществ и недостатков ПГУ и энергетической установки.
2. Применение всех продуктов энергетической установки в технологическом процессе

По своим положительным характеристикам ПГУ и энергетическая установка схожи. Но в энергетической установке используется меньше оборудования, и такая установка занимает меньше пространства. Также установка работает по замкнутому циклу что означает ее работу без вреда окружающей среде. В энергетической установке можно применять в качестве топлива как природный газ, так и уголь. Ниже приведена схема энергетической установки (рис.1):



К CO2 – компрессор CO2, О – охладитель, НО – насос окислителя, НР – насос рециркуляции, Р – рекуператор, ВРУ – воздухоразделительное устройство, Т – турбина, КС – камера сгорания, ОС – охладитель-сепаратор, Э – электрогенератор.

Рисунок 1 – Типовая схема энергетической установки по циклу Аллама

Энергетическую установку можно использовать в технологическом процессе некоторых химических предприятий по синтезу метанола, карбамида,

соды и т.д. Также перспективно размещение установки в нефтедобывающих районах.

В отличие от других газов при использовании CO_2 в качестве вытесняющего агента можно достичь значительного увеличения коэффициента нефтеотдачи. В лабораторных условиях, при неограниченной смесимости, коэффициент вытеснения нефти может достигать 100 % [2].

В настоящее время более 75 % мирового производства метанола получается исходя из природного газа – основного сырьевого источника. Традиционно это производство относится к азотной промышленности, поскольку получение синтез-газа (смеси водорода и оксида углерода (II)) осуществляется по технологии, аналогичной технологии получения синтез-газа в производстве синтетического аммиака [3]. Но с использованием энергетической установки получение синтез-газа (смеси Н и CO_2) может происходить по более упрощенным технологиям.

Использование вторичного продукта энергетической установки (CO_2) в производстве соды поможет сохранить карбонат кальция ($CaCO_3$), встречающийся в природе в виде многочисленных минералов.

Выводы. На основании исследований можно сделать следующие выводы:

1. КПД ПГУ на 4-6 % выше энергетической установки;

2. экологичность энергетической установки существенно выше ПГУ, в связи с полным отсутствием выбросов в окружающую среду;

3. металлоемкость энергетической установки ниже по сравнению с ПГУ при одинаковой мощности.

Применение энергетической установки на производстве метанола, этанола, карбамида и других веществ в производственных цепочках которых необходим диоксид углерода (CO_2), может существенно снизить затраты на транспортировку и электроэнергию.

ЛИТЕРАТУРА

1. Alan Forrest B. et al. Progress Update on the Allam Cycle: Commercialization of NET Power and the NET Power Demonstration Facility. 2018.
2. Сургучев М. Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. – М.: Недра, 1985–308 с.
3. Кемалов Р.А., Кемалов А.Ф. Технологии получения и применения метанола. Учебное пособие. Казань: Казан. ун-т., 2016–167 с.

УДК 621.438.083

Ю.И. Иванов, М.М. Проценко
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГАЗОТУРБИННОЙ УСТАНОВКИ ГТК-10 ПРИ ПОМОЩИ ОРГАНИЧЕСКОГО ЦИКЛА РЕНКИНА.

Введение. В последние десятилетия экологическая обстановка в мире становится все хуже, промышленность бурно развивается, количество машин и

отходов от деятельности человека также растет с каждым годом. Все это приводит к различным проблемам, таким как: кислотные осадки, истощение озонового слоя, глобальное изменение климата и загрязнение воздуха. Количество месторождений углеродистого топлива сокращаются, их становится сложнее добывать. Все это заставляет человечество искать новые и более рационально использовать привычные источники энергии. Исследования показывают, что более 50% энергии, которая используется в мире, тратится впустую в виде тепла. Данная энергия содержится в источниках бросового тепла, таких как выхлопы газовых и паровых турбин, ДВС, различных предприятий. Энергетические системы на основе органического цикла Ренкина (ORC) приобрели значительную популярность за последние два десятилетия благодаря их адаптируемости для использования широкого спектра источников энергии. Технология ORC быстро развивается для повышения общей эффективности традиционных систем преобразования энергии. Их можно эффективно использовать для рекуперации отработанного тепла выхлопных газов двигателей внутреннего сгорания (ДВС), а также промышленных процессов. Рекуперированная тепловая энергия, которая в противном случае выделялась бы в окружающую среду, теперь может быть преобразована в электричество, что обеспечивает финансовую выгоду наряду с вкладом в сокращение выбросов парниковых газов.[1], [2].

Актуальность. Согласно исследованиям, ПАО «Газпром» обладает тепловым потенциалом турбоприводных газоперекачивающих агрегатов суммарной мощностью 43,4 ГВт. Утилизация данного потенциала способна производить 3,9 ГВт электрической мощности без каких-либо топливных затрат.[3]

Цель исследования. Газотурбинная установка ГТК-10 в количестве 646 штук, наиболее распространенная в газотранспортной системе России. Параметры выхлопных газов, позволяют применить к установке Органический цикл Ренкина работающий на циклопентане с промежуточным теплоносителем, что позволит повысить эффективность всей установки на 8–10%. Базовая система питания ORC состоит из четырех основных компонентов: испарителя, турбины, насоса и конденсатора. Органическая рабочая жидкость нагревается под давлением и преобразуется в пар высокого давления, затем пар высокого давления проходит через расширитель, который извлекает энергию из жидкости и преобразуется в механическую энергию, которая часто преобразуется в электрическую энергию присоединенным генератором. Затем пар низкого давления течет в конденсатор, который отводит тепло низкотемпературной стоковой жидкости и конденсирует пары в жидкую фазу. Затем рабочая жидкость под действием насоса перекачивается в испаритель для завершения цикла.[4]. Базовая схема питания ORC представлена на рисунке 1.

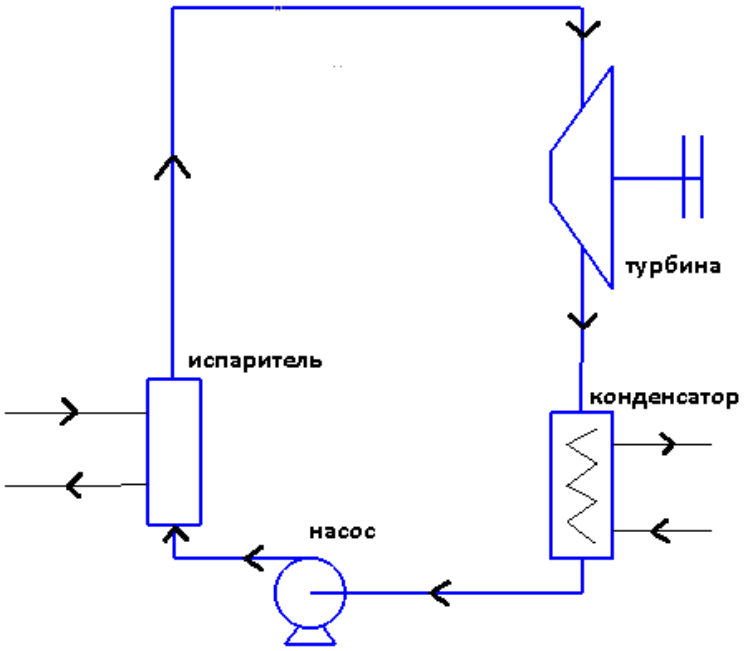


Рисунок 1. – Базовая схема питания ORC для ГТК-10.

Основной проблемой органического цикла Ренкина является выбор рабочего тела, представленного органической жидкостью. Основным фактором выбора того или иного вида рабочего тела является температура источника бросового тепла.[5] Некоторые источники бросового тепла имеют слишком большие температуры, для которых трудно, либо практически невозможно подобрать подходящую по физическим свойствам рабочую органическую жидкость. В таких случаях можно прибегнуть к внедрению в цикл промежуточного теплоносителя, который будет отбирать часть теплоты перед испарителем. В качестве таких промежуточных теплоносителей используют термомасло или воду. Часть теплоты, отбираемую промежуточным теплоносителем, можно использовать для собственных нужд станции, например обогрев зданий или подогрев воды, или также для выработки дополнительной электроэнергии.

Выводы. Данная статья демонстрирует потенциал технологии ORC (Organic Rankine Cycle) для газотранспортной системы России и промышленности в целом. В ходе исследования были подобранны оптимальное органическое рабочее тело и схема питания цикла для турбоустановки ГТК-10, что дало возможность увеличить КПД всей установки на 8–10%, а также повысить экологичность, путем уменьшения выбросов в окружающую среду.

ЛИТЕРАТУРА

1. Pethurajan V., Sivan S., Joy G.C. Issues, comparisons, turbine selections and applications – An overview in organic Rankine cycle // Energy Convers. Manag. Pergamon, 2018. Vol. 166. P. 474–488.
2. Park B.S. et al. Review of Organic Rankine Cycle experimental data trends // Energy Convers. Manag. Pergamon, 2018. Vol. 173. P. 679–691.

3. Исследование закономерностей моделирования на воздушном стенде процессов утилизационной турбины с рабочим телом гексаметилдисилоксан [Electronic resource]. URL: https://cyberleninka.ru/article/n/issledovanie-zakonomernostey-modelirovaniya-na-vozdushnom-stende-protsessov-utilizatsionnoy-turbiny-s-rabochim-telom/viewer (accessed: 21.02.2022).
4. Park B.S. et al. Review of Organic Rankine Cycle experimental data trends // Energy Conversion and Management. Elsevier Ltd, 2018. Vol. 173. P. 679–691.
5. Su Z. et al. Opportunities and strategies for multigrade waste heat utilization in various industries: A recent review // Energy Convers. Manag. Pergamon, 2021. Vol. 229. P. 113769.

УДК 621.181.27+621.438

Д.А. Иванцов
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГАЗОТУРБИННОЙ УСТАНОВКИ ЗА СЧЕТ УТИЛИЗАЦИИ ТЕПЛА УХОДЯЩИХ ГАЗОВ

Введение. Утилизация тепла уходящих газов газотурбинной установки (ГТУ) является прогрессивным методом повышения эффективности энергетических комплексов. Первая попытка создания комбинированной установки была сделана в 1893-1900 годах [1]. С тех пор уже проведено немалое количество исследований, доказавших целесообразность применения газопаровых установок, однако сфера имеет большой потенциал развития, особенно в сложных экономических обстоятельствах современности.

Актуальность. Тенденция исчерпаемости и удорожания углеводородного топлива делает вопрос повышения эффективности тепловых машин все более актуальным.

Цель исследования. Целью исследования является обоснование целесообразности применения утилизационной паротурбинной установки для газоперекачивающего агрегата магистральной компрессорной станции. Объектом исследования является газотурбинная установка магистральной компрессорной станции, а предметом исследования является эффективность газотурбинной установки при использовании утилизации тепла уходящих газов. С учетом поставленной цели в исследовании решались следующие задачи:

1. Проведение расчета параметров на выходе газотурбинной установки.
2. Проведение термодинамического расчета котла-утилизатора.
3. Проведение термодинамического расчета утилизационной паровой турбины.
4. Расчет параметров эффективности газопаровой установки.

Основные параметры газотурбинной установки, полученные в ходе расчета представлены в таблице 1.

Таблица 1: Основные параметры ГТУ

Наименование	Значение
Температура газов на входе в турбину	$t_з = 1176{,}9℃$
Коэффициент избытка воздуха	$\alpha_{кс} = 3{,}17$

Расход воздуха	$G_{\text{возд}} = 140$ кг/с
Расход уходящих газов	$G_{\text{ух.г}} = 142{,}3$ кг/с
Мощность ГТУ	$N_{\text{ГТУ}}^{\text{вн}} = 44{,}2$ МВт
КПД ГТУ	$\eta_{\text{ГТУ}} = 32\%$
Коэффициент избытка воздуха	$\alpha_{\text{ух.г}} = 3{,}17$
Температура уходящих газов	$T_{\text{ух.г}} = 500$ ℃

Для утилизационной части была выбрана схема с тремя уровнями давлений.

1. давление пара на входе в ЦВД - $p_{\text{п0}}^{\text{ВД}} = 125$ бар;
2. давление пара на входе в ЦСД - $p_{\text{п0}}^{\text{СД}} = 30$ бар;
3. давление пара на входе в ЦНД - $p_{\text{п0}}^{\text{НД}} = 5$ бар.

Температура свежего пара на входе в ЦВД составила:

$$t_{\text{св.п}} = 500 - 20 = 480℃;$$

Далее был проведен термодинамический расчет всей утилизационной группы, в ходе которого стали известны следующие параметры.

КПД котла утилизатора [2]:

$$\eta_{\text{КУ}} = 0{,}805;$$

Полезная мощность ПТУ:

$$\text{N}_{\text{э}}^{\text{ПТУ}} = 17{,}8 \text{ МВт};$$

Тепловая нагрузка котла-утилизатора [3]:

$$\text{Q}_{\text{КУ}} = 56{,}7 \text{ МВт};$$

КПД паротурбинной установки по выработке электроэнергии:

$$\eta_{\text{э}}^{\text{ПТУ}} = \frac{\text{N}_{\text{э}}^{\text{ПТУ}}}{\text{Q}_{\text{КУ}}} = \frac{17{,}8}{56{,}7} = 0{,}31;$$

КПД парогазовой установки по выработке электроэнергии:

$$\eta_{\text{э}}^{\text{ПГУ}} = \frac{\text{N}_{\text{э}}^{\text{ГТУ}} + \text{N}_{\text{э}}^{\text{ПТУ}}}{\text{Q}_{\text{расп}}} = \frac{44{,}2 + 17{,}8}{115} = 0{,}53;$$

Выводы. Применение утилизации тепла уходящих газов для магистральных ГТУ является обоснованно целесообразным и позволяет в изначальных условиях достичь прироста КПД в 1,65 раза. Рассчитанная ГТУ, проектируемая для газоперекачивающего агрегата мощностью 32 МВт, при установке утилизационной ПТУ, смогла бы обеспечить работу дополнительного компрессора мощностью 16 МВт.

Также, температура газов за камерой сгорания ГТУ, заданная изначально, была относительно низкой, поэтому и температура уходящих газов оказалась не высокой. В таком случае применение ПТУ с тремя уровнями давлений нецелесообразно. Для двухконтурной установки с соответствующим ей котлом-утилизатором при таких параметрах, КПД осталось бы таким же, или, возможно, возросло. Но в производстве двухконтурная ПТУ обошлась бы намного дешевле.

ЛИТЕРАТУРА
1. Л. В. Арсеньев, В. Рисс, В. А. Черников, Комбинированные установки с паровыми и газовыми турбинами: учеб. пособие. – СПб: Изд-во СПбГТУ, 1996. - 124 с.
2. Г. А. Ромахова, Газотурбинные установки электростанций: учеб. пособие. – СПб: Изд-во Политехн. ун-та, 2008. - 163 с.
3. В. А. Мунц, О.А. Раков, Ю.В. Ракова, Тепловой и аэродинамический расчет котлов-утилизаторов за газовыми турбинами: учеб. пособие. – Екатеринбург: Изд-во Уральского. ун-та, 2017. - 100 с.

УДК 621.314

Е.Н. Кобзарь
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

ПРИМЕНЕНИЕ ПРОВОДА ТИПА «ЛИТЦЕНДРАТ» ДЛЯ УМЕНЬШЕНИЯ ПОТЕРЬ В ТРАНСФОРМАТОРЕ ДЛЯ КОНТАКТНОЙ СВАРКИ ТРУБ ОПЛАВЛЕНИЕМ

Введение. Уникальной технологией, которая используется для сварки труб газо- и нефтепроводов, является контактная стыковая сварка оплавлением в полевых условиях труб газо- и нефтепроводов. Суть технологии при использовании внутритрубной сварочной машины состоит в том, что внутрь свариваемых труб помещается сварочный трансформатор, который обеспечивает равномерную подачу тока к предварительно зачищенным стыкам свариваемых труб. Питание к трансформатору подводится от передвижной подстанции. При сближении труб начинается оплавление торцов труб по всему периметру стыка. После полного оплавления торцов трубы с усилием сжимаются, происходит вдавливание металла в металл. Излишний металл выдавливается из стыка и затем удаляется. После окончания сварки трубоукладчик и передвижная электростанция движутся дальше, оставляя за собой нитку трубопровода. По сравнению с дуговой сваркой трубопроводов эта технология имеет более высокую производительность и качество сварки.

Актуальность. Проблемы использования этой технологии рассмотрены в [1, 2]. Одной из таких проблем является разработка экономичного и надежного сварочного трансформатора, который является основным элементом комплекса для сварки труб. Проблема создания такого трансформатора состоит в том, что в первичных обмотках трансформаторов эквивалентные длительные токи составляют несколько сотен ампер, а допустимая плотность длительного тока не превышает 2,5 А/мм^2, так как отсутствует принудительное охлаждение. В результате сечения проводов первичных обмоток составляет несколько сотен мм^2. Провода такого сечения невозможно намотать на магнитопровод из-за технологических трудностей. В связи с этим первичные обмотки мощных трансформаторов для сварки труб большого диаметра выполняют в виде параллельно соединенных секций. Параллельное соединение секций первичной обмотки может привести к сильному проявлению поверхностного эффекта в ней и значительным потерям в первичной обмотке. Поскольку трансформатор

находится внутри свариваемых труб и не имеет принудительного охлаждения, весьма актуальной является задача минимизации потерь в его обмотках.

Цель исследования. Целью исследования является анализ эффективности применения провода типа «литцендрат» в трансформаторе для комплекса контактной сварки оплавлением труб. В качестве базового варианта для анализа выбран трансформатор комплекса КСС-04, изготовленного в ОАО «Псковэлектросвар». В базовом варианте первичная обмотка выполнена из трех параллельных проводов ПМГ ЛБН, который изготовлен из неизолированных скрученных медных проволок. Для анализа эффективности использования литцендрата необходимо сравнить потери в первичной обмотке из провода ПМГ ЛБН и из литцендрата такого же поперечного сечения

Метод исследования. Основные элементы исследуемого трансформатора показаны на рисунке 1. Эта конструкция подробно описана в [3]. На тороидальный магнитопровод намотана первичная обмотка, состоящая из трех параллельных секций. Вторичная обмотка имеет один виток, выполненный в виде корпуса. На рисунке видны шины, подводящие ток к свариваемым трубам.

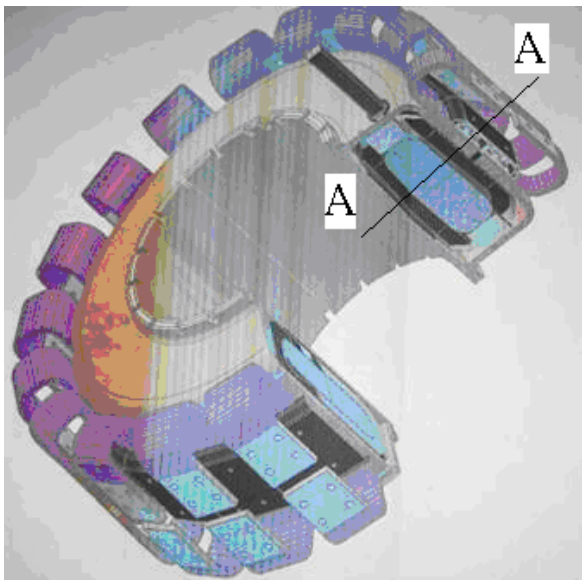


Рисунок 1 – Конструкция трансформатора

Трансформатор является четырехобмоточным (три секции 11, 12, 13 первичной обмотки и одна вторичная обмотка 2). Поэтому для его электромагнитного расчета используется схема замещения многообмоточного трансформатора в [3]. Схема замещения трансформатора показана на рисунке 2. В этой схеме параметры r_{11}, L_{11}- активное сопротивление и индуктивность рассеяния двухобмоточного трансформатора с обмотками 11 и 2, r_{12}, L_{12} - активное сопротивление и индуктивность рассеяния двухобмоточного трансформатора с обмотками 12 и 2, r_{13} L_{13}- активное сопротивление и индуктивность рассеяния двухобмоточного трансформатора с обмотками 13 и 2, $M_{11,12}$, $M_{11,13}$, $M_{12,13}$ - взаимные индуктивности по потокам рассеяния двухобмоточных трансформаторов. Методика расчета параметров схемы замещения дана в [3]. Для нахождения этих

параметров рассчитывается 2D магнитное поле двухобмоточных трансформаторов в сечении АА на рисунке 1.

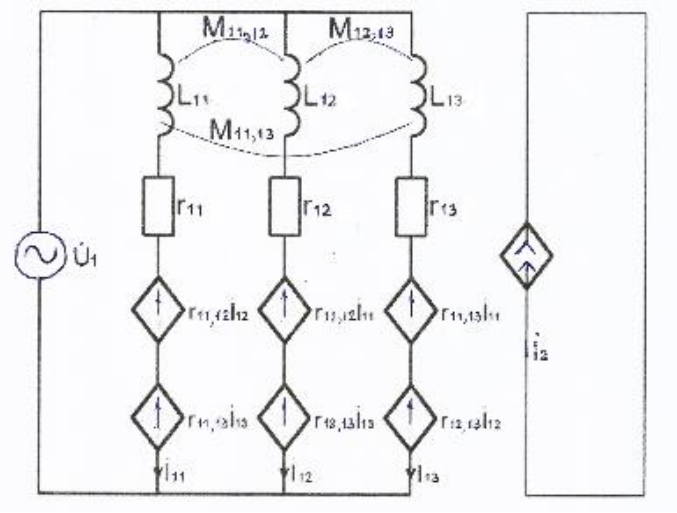


Рисунок 2 – Схема замещения трансформатора

Результаты расчетов. Сопротивление короткого замыкания трансформатора комплекса КСС-04 при выполнении первичной обмотки из провода ПМГ ЛБН $z = 0{,}0098 + j0{,}029$, а из литцендрата $z = 0{,}0088 + j0{,}03$. Результат расчета сопротивления короткого замыкания в первом случае подтвержден результатами опыта короткого замыкания.

Вывод. Активное сопротивления короткого замыкания трансформатора, а следовательно, и потери в его обмотках в номинальном режиме уменьшены приблизительно на 10% за счет применения провода типа «литцендрат».

ЛИТЕРАТУРА

1. Вышемирский, Е.М. Развитие отечественных технологий сварки и неразрушающего контроля качества кольцевых сварных соединений магистральных газопроводов / Е.М. Вышемирский // Газовая промышленность. – 2019. – №3. – С. 68-75.
2. Рыськова З.С., Федоров П.Д., Жимерова В.И. Трансформаторы для электрической контактной сварки. Л.: Энергоатомиздат, 1990. 424 с.
3. Сахно Л.И., Сахно О.И., Крылов М.С. Методика расчета токов в обмотках трансформаторов для стыковой сварки газопроводов // Известия РАН. Энергетика. 2019. № 5. С. 88–97. https://doi.org/10.1134/S000233101905011X

УДК 620.424.1

Н.С. Елсуков, И.Д. Аникина, А.С. Алешина
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕПЛОНАСОСНОЙ УСТАНОВКИ ДЛЯ СНИЖЕНИЯ НАГРУЗКИ ПИКОВОГО ВОДОГРЕЙНОГО КОТЛА НА ТЭЦ

Введение. Тепловой насос – техническое устройство, реализующее перенос низкотемпературной теплоты на пригодный для прямого использования температурный уровень. Применение теплонасосных установок (ТНУ) на бытовом уровне развито во многих странах, однако схемы применения

промышленных установок в составе объектов когенерации не являются распространенными. Представляет интерес исследование эффективности включения теплового насоса для покрытия пиков тепловой нагрузки потребителей в отопительный период за счет утилизации низкопотенциальной теплоты в контуре циркуляционной воды ТЭЦ.

Актуальность. Центральной идеей Энергетической стратегии России на период до 2035 является переход от ресурсно-сырьевого к ресурсно-инновационному развитию топливно-энергетического комплекса [1]. Одним из способов утилизации низкопотенциальной теплоты является применение ТНУ [2]. За счет внедрения тепловых насосов в цикл паротурбинных установок для подогрева обратной сетевой воды снижается нагрузка пиковых водогрейных котлов, что приводит к экономии топлива во время увеличения тепловой нагрузки потребителей в отопительный период.

Методы исследования. Расчеты проводятся для паровой турбины Т-180, использующейся на первом энергоблоке Правобережной ТЭЦ-5 ПАО «ТГК-1» в г. Санкт-Петербурге. Тепловой расчет схем ТНУ предлагается проводить в программе «CoolPack» [3], которая позволяет анализировать и рассчитывать холодильные циклы и строить модели отопительных или холодильных систем. Граничные условия (температура циркуляционной воды на входе в испаритель теплового насоса, температура сетевой воды на входе в конденсатор теплового насоса теплового насоса, расход циркуляционной и сетевой воды) получены в результате моделирования энергоблока Т-180 в САПР «United Cycle» [4]. Рассмотрены 4 схемы теплонасосной установки (ТНУ): простейшая, с промежуточным теплообменником, с двухступенчатым сжатием и каскадная.

Цели и задачи работы. Произвести анализ экономичности применения тепловых насосов на ТЭЦ при замещении нагрузки пикового водогрейного котла (ПВК). Для этого решаются следующие задачи:

1. Определить тепловую нагрузку, необходимую для обеспечения температуры прямой сетевой воды 80 ºС и рассчитать расход условного топлива на ПВК;

2. Провести вычисление коэффициентов преобразования энергии (СОР) схем ТНУ и определить предполагаемый расход условного топлива в случае включения теплового насоса.

Расход условного топлива на ПВК:

$$B_{\text{ПВК}} = \frac{G_{\text{св}} \cdot c_{p\text{св}} \cdot (\tau_{\text{пс}} - \tau_{\text{ос}})}{3600 \cdot Q_{\text{н}}^{\text{р}} \cdot \eta_{\text{ПВК}}}, \text{т. у. т/ч}, \quad (1)$$

где $G_{\text{св}}$ – расход сетевой воды, т/ч;
$c_{p\text{св}}$ – теплоемкость сетевой воды, кДж/кгºС;
$\tau_{\text{пс}}$ – температура прямой сетевой воды, ºС;
$\tau_{\text{ос}}$ – температура обратной сетевой воды, ºС;
$Q_{\text{н}}^{\text{р}}$ – теплота сгорания условного топлива, МДж/кг.у.т;
$\eta_{\text{ПВК}}$ – КПД ПВК.

Расход условного топлива в случае включения ТНУ:

$$B_{\text{ТНУ}} = \frac{b_{\text{ут}} \cdot W \cdot \eta_{\text{эм}} \cdot \eta_{\text{эл}}}{1000}, \text{т. у. т/ч}, \quad (1)$$

где $b_{\text{ут}}$ – удельный расход условного топлива на выработку 1 кВт·ч, г.у.т/ кВт·ч;
W – мощность, отводимая от компрессора, МВт;
$\eta_{\text{эм}}$ – электромеханический КПД компрессора;
$\eta_{\text{эл}}$ –КПД привода компрессора.

Результаты расчетов. Для обеспечения температуры прямой сетевой воды 80ºС необходим ПВК или ТНУ с теплоотпуском 50 МВт. Результат расчетов представлен в таблице 1:

Таблица 1: Расчет схем ТНУ

Рассматриваемая схема	*W*, МВт	*Qи**, МВт	COP	*Bi*, т.у.т/ч
Без ТНУ				6,604
Простейшая	14,570	35,430	2,371	3,962
С теплообменником	13,797	36,203	2,569	3,623
С двухступенчатым сжатием	13,646	34,283	3,288	2,831
Каскадная	12,031	37,969	3,740	2,489

*$Q_{\text{и}}$ – нагрузка в испарителе теплового насоса.

Из таблицы 1 видно, что наибольшую эффективность (COP) и экономию топлива обеспечивает каскадная теплонасосная установка. Схема ее включения в состав ТЭЦ представлена на рисунке 1:

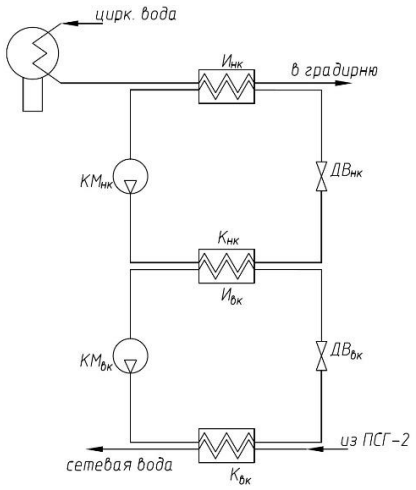


Рисунок 1 – Схема включения каскадной ТНУ в состав ТЭЦ: И – испаритель; КМ – компрессор; К – конденсатор; ДВ – дроссельный вентиль; ПСГ-2 – подогреватель сетевой воды; индекс «нк» – нижний каскад; индекс «вк» - верхний каскад.

Выводы. Применение каскадной схемы ТНУ для утилизации теплоты контура охлаждения конденсатора турбины Т-180 позволяет экономить до 62,31 % топлива. Однако, необходимо отметить, что для работы данной схемы требуются затраты электроэнергии для привода компрессора ТНУ, что ведет к увеличению затрат на собственные нужды электроэнергии на станции.

ЛИТЕРАТУРА

1. Энергетическая стратегия России на период до 2035 года (основные положения) [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://ac.gov.ru/files/content/1578/11-02-14-energostrategy-2035-

pdf.pdf#:~:text=Энергетическая%20Стратегия%20России%20на%20период,позиции%20в%20мировой%20атомной%20энергетике
2. Аникина И.Д., Трещева М.А., Скулкин С.В., Киселев В.Г. Применение тепловых насосов для энерго- и ресурсосбережения на ТЭС, 2021 – 118 с.
3. “CoolPack” Software for designing, dimensioning, analyzing and optimizing refrigeration systems. Department of Mechanical Engineering (MEK), Section of Thermal Energy (TES) at the Technical University of Denmark.
4. “United Cycle” Software for simulation of Flow Sheets of Power Plants/ S. Romanov, A. Kutakhov, N. Zhuk, O. Demidov, K. Romanov// ECOS-2003, Kopengagen PP. 1691-1696 (2003).

УДК 621.316

Н.А. Забелин, А.Д. Шевченко, В.А. Койбагарова
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА И ПРОГРАММЫ ВЫБОРА АВТОНОМНЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ДЛЯ КОМПРЕССОРНЫХ И ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СТАНЦИЙ ПАО «ГАЗПРОМ»

Введение. Программное обеспечение крайне необходимо в разработке и обосновании способов получения и использования возобновляемой энергии как автономного локального источника электроснабжения объектов газовой промышленности. Статья посвящена созданию программы-конфигуратора для выбора технических средств энергообеспечения компрессорных (КС) и газораспределительных (ГРС) станций.

Актуальность. Помимо солнечной и ветроэнергетики в разных климатических условиях требуются более надежные и менее зависящие от капризов природы способы выработки электричества. В данный момент разрабатывается программное обеспечение (ПО) для автоматической конфигурации комплекса устройств выработки электроэнергии на ГРС и КС.

Цель исследования. Разработка алгоритма и компьютерной программы для подбора оптимального сочетания генерирующих мощностей и обоснование наиболее перспективных технологий для выработки основной, дополнительной или резервной электроэнергии.

Методы и результаты исследования. С учетом поставленной цели решались следующие задачи:

1. Анализ способов и устройств для выработки электроэнергии;
2. Подбор оптимального сочетания генерирующих установок;
3. Разработка алгоритма и программы подбора и конфигурирования схем электрообоспечения.

Проанализировав нецентрализованные способы выработки электроэнергии, можно сказать, что стоит опираться на 4 основных источника энергии, максимально подходящих под инфраструктуру КС и ГРС. Разработан алгоритм выбора, блок-схема которого приведена на рисунке 1.

В алгоритме и программе рассматривается возможность одновременной установки солнечных панелей, ветрогенераторов, турбодетандерных установок

(ТДУ) и утилизационных паротурбинных установок (УПТУ) с определением доли каждого источника в общем объеме энергообеспечении.

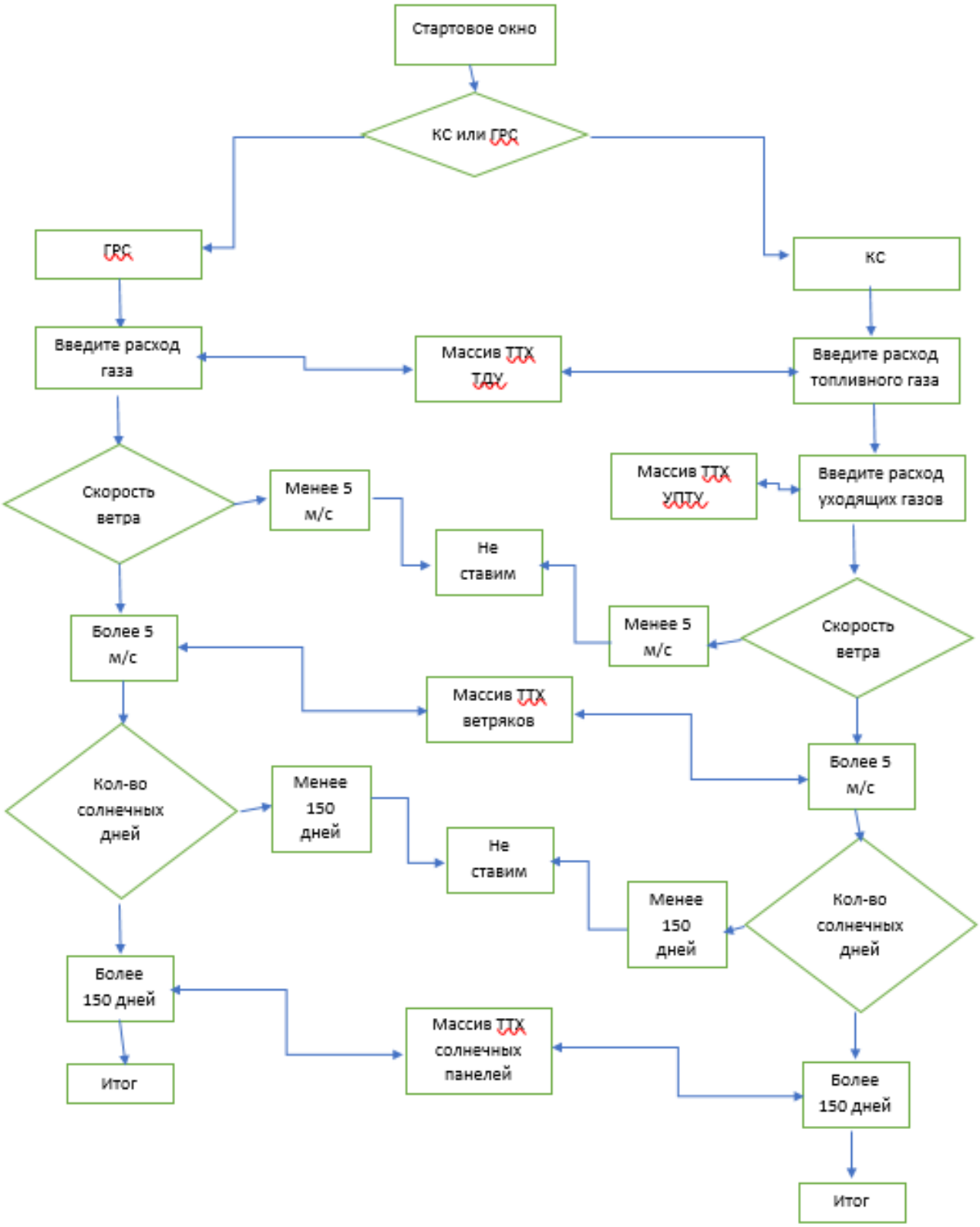


Рисунок 1 – Укрупненная блок-схема программы подбора установки

Вопросом использования ТДУ в системе ПАО «Газпром» занимаются давно и внутри компании проводятся масштабные исследования перспективности

установки данного рода устройств [1, 2]. В ходе работы был выполнен анализ энергопотребления на всех ГРС, находящихся на балансе ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург». В качестве референтных выбраны 36 ГРС, средний потенциал потребления электроэнергии на которых представлен в таблице 1.

Таблица 1: Потребление на ГРС, кВт

Средний потенциал по ГРС	Максимальный потенциал	Средний суммарный рекомендуемый	Максимальный суммарный
126,9	788	78,5	500

Вклад УПТУ определяется, исходя из теплового потенциала выхлопных газов газотурбинных установок на КС [3]. В качестве эталонной выбрана КС «Северная» ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург».

Для реализации алгоритма был выбран язык Java в силу его простоты и большого количества готовых библиотек. Код программы построен с использованием классических принципов программирования [3].

Выводы. Разработан алгоритм и базовый вариант конфигурирующего ПО, в котором реализована возможность подбора систем по требуемой мощности, расходу, с учетом природных условий. Используются сформированные и регулярно пополняемые базы данных энергетических установок. В дальнейшем области применения программы будут расширяться, а результаты позволят решать задачи подбора компонентов на очередную проектирующуюся ГРС или КС. Исходный код остается открытым и в будущем возможно привлечение и других энергоисточников, например, тепловых насосов, геотермальной энергии и прочие.

ЛИТЕРАТУРА

1. Перспективный газ // ПАО "Газпром" URL: https://www.gazprom.ru/press/news/reports/2020/promising-gas/ (дата обращения: 13.03.2022).
2. С.В. Голубев Возобновляемые источники энергии в энергетике газовой отрасли. Перспективы и аспекты применения ВИЭ на объектах ПАО «Газпром». - 1 изд. - г. Дзержинск, Нижегородская обл., РФ: ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ, 2016
3. Забелин Н.А., Лыков А.В., Рассохин В.А. Оценка располагаемой тепловой мощности уходящих газов газоперекачивающих агрегатов единой системы газоснабжения России // Научно-технические ведомости СПбГПУ.- 2013. - № 4-1 (183). - С. 136-144.
4. Ван Тассел Д. Стиль, разработка, эффективность, отладка и испытание программ. - 2-е изд. - Пер. с англ., 1985. - 332 с.

УДК 621.318.433

И.Х. Алиев
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

РАЗРАБОТКА ЛАБОРАТОРНОГО СТЕНДА ДЛЯ ИСПЫТАНИЙ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА

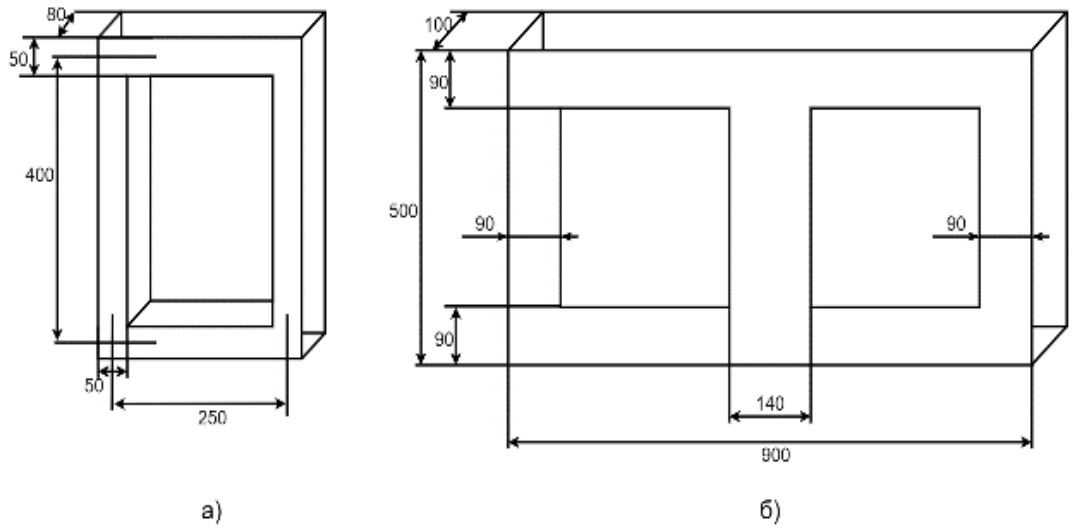
Введение. В докладе рассматриваются проблемы создания стенда для испытания трансформаторов тока (ТТ) согласно стандартам, которые

регламентированы в [1]. Этот стенд разрабатывается в ОАО «Марс-Энерго». Основные параметры в [1] подлежат проверке прямым методом измерения. К основным параметрам относятся предельная кратность (наибольшее значение кратности первичного тока, при котором полная погрешность при номинальной вторичной нагрузке не превышает полной погрешности, заданной классом точности) и номинальный коэффициент безопасности (отношение номинального первичного предельного тока для измерений к номинальному первичному току, при котором полная погрешность трансформатора не превышает 10%). Предельная кратность тока может составлять несколько десятков (20–30). Таким образом, для измерения этих параметров ТТ необходим источник тока на десятки и даже сотни килоампер. Например, при испытаниях широко используемых ТТ с номинальным током 5 кА необходим источник питания 100–150 кА. В рассматриваемом лабораторном стенде для создания таких больших токов используется колебательный разряд конденсатора на катушку индуктивности. Катушка индуктивности является источником тока при испытании ТТ. Для разных типов и номиналов ТТ требуются разные катушки индуктивности.

Актуальность. Лабораторный испытательный стенд, основанный на колебательном разряде конденсатора, позволит испытывать широкую номенклатуру ТТ (до 500 кА) при малом потреблении мощности из сети за счет предварительного заряда конденсатора.

Цель исследования. Для быстрого и эффективного испытания ТТ необходимо разработать методику расчета индуктивности катушки, которая обеспечит колебательный разряд конденсатора с частотой 50 Гц и необходимый для испытания ток. Катушки стенда могут иметь разные конструкции, зависящие от номинальных данных испытуемого ТТ.

Метод исследования. В основе методики расчета индуктивности лежит 3D – модель катушки индуктивности в COMSOL Multiphysics 5.6 [2], [3]. Первым этапом создания методики являлся расчет контрольного варианта и сравнение результатов расчета с аналитическим решением в [4]. В качестве контрольного варианта выбрана П-образная катушка (рис.1, а).



а) б)

Рис. 1. Конструкции катушек в лабораторном стенде (а -П-образная, б- Ш-образная)

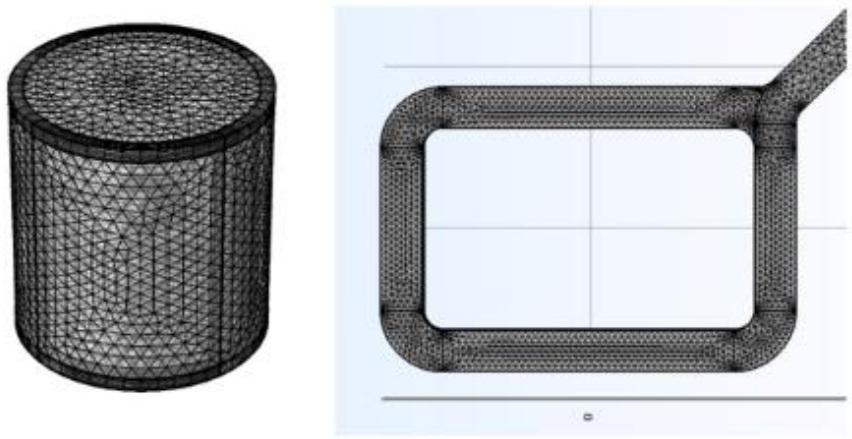


Рис. 2. Расчетная модель П-образной катушки

Расчетная модель катушки в Comsol Multiphysics показана на рис.2. При задании геометрии катушки используются встроенные функции. Областью ограничения расчетной области является цилиндрическая поверхность, внутри которой заданы воздух и катушка. В подраздел *Magnetic fields* по умолчанию включены: закон Ампера и нулевые граничные условия. Результаты численного и аналитического расчета индуктивности катушки в контрольном варианте отличаются на 2,7 %.

Индуктивность П-образной катушки из расчета в Comsol составляет $L_{\text{П }Comsol} = 1{,}063$ мГн. Из измерений $L_{\text{П эксп}} = 1{,}013$ мГн . Погрешность 4,91% . Индуктивность Ш-образной катушки из расчета в Comsol-е составляет $L_{\text{Ш }Comsol} = 0{,}638$ мГн. Из измерений $L_{\text{Ш эксп}} = 0{,}676$ мГн. Погрешность расчета составляет 5,51%. Эта погрешность может быть уменьшена при увеличении узлов сетки в расчетной модели и увеличении расстояния между катушкой и границей расчетной области.

Выводы. Разработана методика расчета магнитного поля и индуктивности катушек для испытательного стенда ТТ. Погрешность расчета не превышает 5,5%. Эта методика позволит в дальнейшем провести анализ магнитного поля катушек и выбрать экономичный вариант, имитирующий шину, в которой ТТ измеряет ток.

ЛИТЕРАТУРА

1. Предварительный национальный стандарт Российской Федерации. Трансформаторы измерительные. Часть 2. Технические условия на трансформаторы тока // ПНСТ 283-2018, 2018. [Электронный ресурс]. URL: http://docs.cntd.ru/document/1200161312 (дата обращения: 07.02.2021).

2. Будько А.А., Васильева О.В. Моделирование статических электромагнитных полей и расчет параметров в Comsol Multiphysics, ФГБОУ ВПО «НИ ТПУ»

3. Исаев Ю. Н., Васильева О. В. Методы расчета электромагнитных полей. Практика использования MathCAD, COMSOL Multiphysics. – Saarbrucken: LAP LAMBERT Academic Publishing GmbH & Co. KG, 2012. – 162 с

4. П. Л. Калантаров, Л. А. Цейтлин, Расчёт индуктивностей: Справочная книга, Энергоатомиздат, 1986 г., 488 стр.

УДК 620.92; 620.95

Б.С. Ниемб
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

РАЗРАБОТКА И ОБОСНОВАНИЕ ЭЛЕМЕНТОВ МЕХАНИЗМА РАЗВИТИЯ БИОЭНЕРГЕТИКИ ДЛЯ МАЛЫХ И СРЕДНИХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Введение. Автором было проведено исследование уровня доступности электроснабжения предприятий малого и среднего бизнеса на примере Камеруна. Результаты показали недостаточную доступность на современном этапе особенно для предприятий сельскохозяйственных, которые располагают существенным ресурсом сырья, из которого можно получать биотопливо. После вступления в силу Парижского соглашения по климату в 2016 г выросла актуальность декарбонизации и развития технологий, способствующих снижению зависимости от углеводородов во всех странах мира. Однако, в настоящее время нет достаточного обоснования развития систем децентрализованного энергоснабжения с использованием биоэнергетики.

Актуальность. Помимо солнечной и ветроэнергетики на мировом рынке набирает популярность и биоэнергетика. Разработка механизма ее развития становится актуальной задачей, особенно для стран с низким уровнем энергобезопасности.

Цель исследования: разработать и обосновать элементы механизма развития биоэнергетики для предприятий малого и среднего бизнеса на примере Камеруна. С учетом поставленной цели в исследовании решались следующие задачи:

1. Понять проблематику существующей схемы энергоснабжения и оценить возможности биотехнологий для конкретных потребителей;

2. На основе проведенного анализа определяются факторы внешней среды, которые влияют на потребление электроэнергии и формируется классификация источников биотоплива

3. Понимая факторы и варианты технологий получения биотоплива для конкретного МСП разрабатывается (выбирается из предложенных) схема функционирования децентрализованной системы энергоснабжения (Д.С.Э.). с учетом энергетической безопасности, которая определена, как существенный фактор для выбора[2].

Экономический механизм самоорганизации предприятия, составляющий основу механизма развития экономики энергетического комплекса малых и средних предприятий Камеруна на основе биоэнергетических ресурсов, представляет собой совокупность элементов (объектов, субъектов, принципов, методов, инструментов и ресурсов), которые могут обеспечить производство, сбыт энергоресурсов в виде топлива или энергии, финансовую деятельность организации и вытекающие из этого товарно-денежные отношения [1] [2]. Для анализа механизма разработана блок-схем, представленная на рис.1.

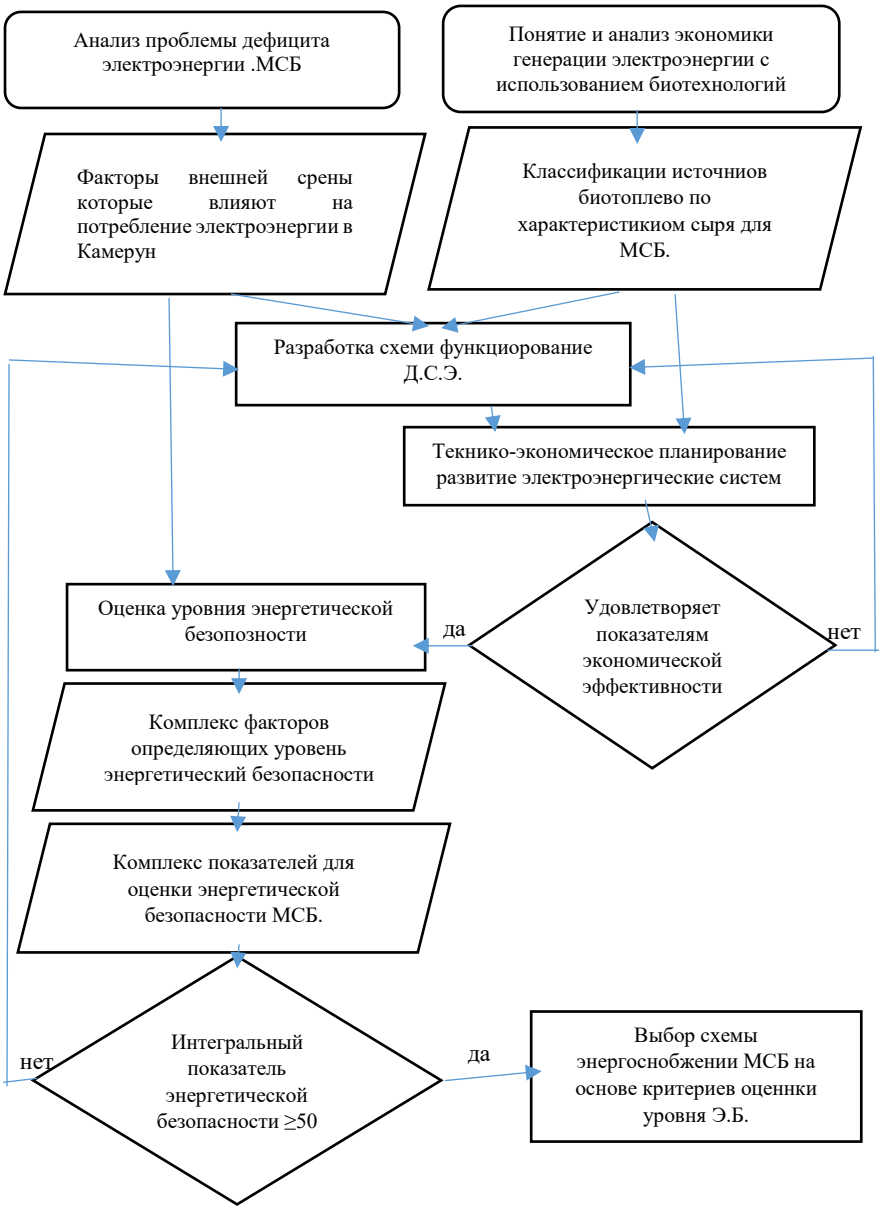


Рисунок 1 − Блок-схема реализации механизма развития энергетического комплекса малого и среднего бизнеса Камеруна на основе биоэнергоресурсов.

Для реализации предложенного механизма развития экономики энергетического комплекса малого и среднего бизнеса Камеруна на основе биоэнергоресурсов с использованием указанных элементов, принципов, методов, инструментов и ресурсов [2] автором были разработаны:

1. Классификация источников биотоплива по характеристикам сырья для малых и средних предприятий Камеруна.

2. Организационно-экономическая схема функционирования децентрализованной системы электроснабжения предприятий Камеруна.

3. Комплекс показателей для оценки энергетической безопасности предприятий малого и среднего бизнеса Камеруна.

4. Адаптированная методика нечеткой логики для интеграции частных показателей энергобезопасности с разными единицами измерения.

6. Метод комплексной оценки уровня энергетической безопасности системы децентрализованного электроснабжения.

7. Выбор схемы энергоснабжения малого и среднего бизнеса на основе критериев оценки уровня энергетической безопасности.

Выводы. Предложенный механизм позволит обеспечить на долгосрочной основе непрерывность своей основной операционной деятельности и экономического развития малым и средним предприятиям путем организации процесса производства новых товаров: биотопливо и электроэнергия.

ЛИТЕРАТУРА

1. Журова Л. И., Шехтман А. Ю. Влияние стадии жизненного цикла на формирование стратегии развития интегрированной корпоративной системы // Современные проблемы науки и образования. 2013. № 3. С. 282–290.
2. Ниемб Б.С. Инструменты управления экономикой энергетического комплекса с применением биоресурсов. Индустрия 5.0, цифровая экономика и интеллектуальные экосистемы (экопром-2021) санкт-петербург, 18–20 ноября 2021 года С: 326-330
3. Шестакова Е. В. Обоснование системы принципов самоорганизации предприятия // Экономика и предпринимательство. 2014. № 4–1. С. 459–463.

УДК 620.92

И.А. Дегтярев
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛКА ГОРОДСКОГО ТИПА «НОГЛИКИ» С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ВЭС

Введение. Декарбонизация - понятие, прочно вошедшее в современную энергетику. Энергетические компании снижают количество вредных выбросов из-за нежелания платить углеродный налог [1] и из имиджевых соображений. Для уменьшения выделяемых объемов CO_2-эквивалента используются различные методы, в том числе применяются технологии, призванные повысить энергоэффективность производств [2], [3]. Также компании используют электроэнергию, произведенную на станциях возобновляемых источников (ВИЭ), улучшая экологическую обстановку региона.

Актуальность. Снижение парниковых выбросов при производстве энергии связанно с требованиями Парижских соглашений и необходимостью достижения углеродной нейтральности к 2060 году [4].

Методы исследования. Основным методом исследования, применяемыми в данной работе, являются анализ литературных источников.

Цель исследования. Анализ возможности строительства ветроэлектростанции (ВЭС) на территории поселка городского типа (пгт) Ноглики и обеспечение на основе ВЭС снабжения электроэнергией населения. В ходе работы решались следующие задачи:

1. Оценка ветропотенциала пгт Ноглики
2. Расчет мощности ВЭС
3. Оценка экологического эффекта от её внедрения

Одной из территорий с большим ветроэнергетическим потенциалом является остров Сахалин, что подтверждается наличием проектов, связанных с ВИЭ [5], [6]. Большое внимание в регионе уделено экологии, что подтверждается разработкой масштабного проекта, целью которого ставится задача “обеспечить достижение углеродной нейтральности региона уже к 2025 году” [7]. Одним из значимых регионов, в которых будут проводиться меры по снижению углеродоемкости энергетики, станет и поселок городского типа Ноглики, территориально находящийся близко к районам добычи нефти и газа. Важным обстоятельством является планируемая модернизация Ногликской газовой электростанции (НГЭС). В соответствии с документами планируется увеличение установленной мощности станции с 48 до 60 МВт [8]. Оценим эффект от установки ВЭС способной произвести аналогичный объем электроэнергии. Проанализируем ветровой ресурс пгт Ноглики. Роза ветров приведена на рисунке 1, средняя скорость на высоте 50 метров составляет 6 м/с. Эти данные позволяют сделать вывод о приемлемом ветропотенциале региона.

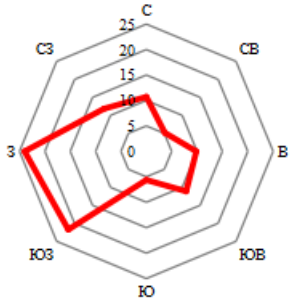


Рисунок 1 - Роза ветров пгт. Ноглики (скорость указана в м/с)

Средняя скорость ветра позволяет определить выработку ветротурбины, которая составляет 1.2 ГВт·ч. В 2020 году на НГЭС было произведено 187 ГВт·ч [8]. Таким образом, для замещения доли, равной модернизации данной ТЭС, необходимо построить ветропарк мощностью 20 МВт. Экологический эффект от внедрения данной станции выражается в уменьшении выбросов вредных газов в объеме 20 тыс. т/год CO_2-эквивалента. Тем не менее, установку ВЭС нельзя считать полноценной заменой НГЭС в связи с трудно прогнозируемым характером ветроресурса. ВЭС не способны стабильно обеспечивать надежную выработку электроэнергии без дополнительной установки систем накопления электроэнергии (СНЭ). Неравномерность ветрового потока приводит к необходимости использовать оборудование НГЭС для компенсации недопоставленной энергии, что может привести к его ускоренному старению оборудования.

Выводы. Внедрение ВЭС в качестве источника электроэнергии улучшит экологическую ситуацию в регионе в случае замены части мощности НГЭС, сокращая число выбросов вредных газов на 20 тыс. т/год CO_2 -эквивалента. Однако это неизбежно ведет к необходимости установки СНЭ, вызванной стохастическим характером ветрового ресурса, его скорости и направления.

ЛИТЕРАТУРА
1. Влияние механизмов углеродного регулирования на развитие прмышленности Российской Федерации// Стратегические решения & риск-менеджемент URL: https://cyberleninka.ru/article/n/vliyanie-mehanizmov -uglerodnogo-regulirovaniya-na-razvitie-promyshlennosti-rossiyskoy-federatsii/viewer
2. Технологический обзор. Улавливание, использование и хранение углерода // URL: https://unece.org/sites/default/files/2021-02/CCUS% 20brochure_RU_final.pdf
3. Эффективные технологии для тепловой энергетики // ФГАОУ ВО "НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ "ВЫСШАЯ ШКОЛА ЭКОНОМИКИ" URL: https://issek.hse.ru/ trendletter/news/141133080.html
4. Распоряжение от 29 октября 2021 года №3052-р // Правительство Российской Федерации URL: http://static.government.ru/media/files/ ADKkCzp3fWO32e2yA0BhtIpyzWfHaiUa.pdf
5. Григорьев, И. В. Применение альтернативных источников энергии на территории Сахалинской области / И. В. Григорьев. — Текст: непосредственный // Молодой ученый. — 2018. — № 26 (212). — С. 40-42. — URL: https://moluch.ru/archive/212/51777/
6. Ветропарк за 8,5 млрд рублей построят на Сахалине // РАВИ URL: https://rawi.ru/2021/03/vetropark-za-8-5-mlrd-rubley-postroyat-na-sahaline/
7. Виктория Абрамченко утвердила план мероприятий по проведению эксперимента по торговле углеродными единицами // Правительство России URL: http://government.ru/news/41350/
8. Схема и программа развития Сахалинской области на 2021-2025 годы // Министерство энергетики Сахалинской области URL: https://minenergo.sakhalin.gov.ru/site_get_file/1439/

УДК 66.045.1

А.А. Синицын[1], О.В. Соловьева[2], А.Ш. Сабирзянова[2]
[1] Вологодский государственный университет
[2] Казанский государственный энергетический университет

РЕЗУЛЬТАТЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ РАБОТЫ РЕГЕНЕРАТИВНОГО ТЕПЛООБМЕННИКА ДЛЯ ЗДОРОВЬЕСБЕРЕГАЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ

Введение. От степени защиты и безопасности работников стратегических отраслей зависит эффективность развития экономики и промышленности в целом.

Актуальность. Выполнение данных задач можно осуществить с использованием гаджетов современности, которые позволяют повысить энергоэффективность человеческих ресурсов в условиях крайне низких температур.

Подобные задачи могут быть реализованы применением современных устройств, обеспечивающих эффективное использование энергоресурсов человека в условиях крайне низких температур.

В настоящее время одним из сберегающих устройств, используемых в разных сферах промышленной теплоэнергетики, является регенеративный канальный тепловой утилизатор (СРКТ). В большой перечень направлений применения СРКТ входит использование данного устройства в составе лицевой тепловой маски, которая выполняет функцию индивидуального средства защиты. СКРТ регенерирует (восстанавливает) тепло воздуха при дыхании, то

есть повышение температуры воздуха внутри макси обеспечивается благодаря собственному теплу выдыхаемого воздуха и нагретому входящему холодному воздуху, который прошел через регенеративный теплообменник, который был нагрет при цикле выдыхания ранее[1].

Цель исследования определена как проведение экспериментального исследования тепломассобменных процессов в СРКТ, который используется как средство индивидуальной защиты для персонала нефтегазового и энергетического комплексов, задействованного в работе в экстремально низких температурах.

Для достижения данной цели, были поставлены следующие задачи:

- разработка расчетной модели для описания процессов тепломассообмена в СРКТ;
- создание алгоритма вычисления на основании разработанной математической модели и компьютерной программы для ее реализации;
- выполнение сравнительного анализа по полученным результатам математического моделирования с данными, полученными в ходе эксперимента.

СРКТ предназначен для защиты органов дыхания человека от негативного воздействия низких температур (рис.1).

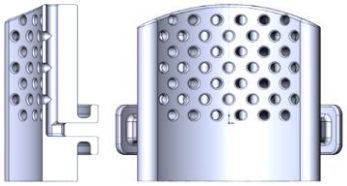


Рис. 1. Цифровая 3Д-модель СРКТ, выполненная в SolidWorks

Объектом исследования является регенеративная насадка, представленная в виде трубчатого теплообменника из моделированного акрилонитрилбутадиенстирола, в общем виде – с вертикальными трубками для движения воздуха.

Для реализации полученной ранее модели в работах [1-2] был выбран программный пакет MathCAD. Расчетные значения и характер колебаний температуры во времени носит гармонический характер.

Натурные испытания проводились в условиях пониженных температур с различной физической активностью испытателя, снаряженного лицевым защитным устройством с СРКТ, а также оснащенным измерительным прибором-термометром с термопарами.

На рис. 2 представлен фрагмент зависимости изменения температуры воздуха с наружной стороны СРКТ во времени с последующим сопоставлением расчетных и опытных данных.

Следует учитывать, что в пространстве между маской и ртом происходит теплообмен сложного характера, при этом процессы могут быть, в большей степени, отнесены к тепломассообмену, происходящему в теплообменных аппаратах смешивающего типа, что при исследовании эффективности СРКТ усложняет процесс математического моделирования.

Выводы. Результаты расчетных исследований подтверждены опытными данными, полученными при различной физической активности и температуре окружающей среды.

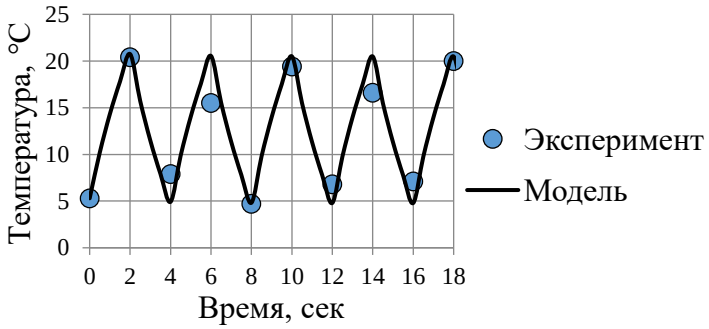


Рис. 2. График зависимости изменения температуры воздуха с наружной стороны СРКТ во времени с сопоставлением расчетных и опытных данных в режиме ходьбы

Представленные в статье результаты позволяют проводить оценку применимости различных материалов для серийного производства СКРТ, в том числе в качестве основного теплообменного элемента в средствах индивидуальной защиты органов дыхания при пониженных температурах окружающего воздуха в условиях температурной и антивирусной безопасности человека. Предложенная концепция применения СКРТ в качестве рабочего элемента в формате тепловой защитной маски запатентована в РФ и имеет соответствующий документ [3].

Благодарности: Исследование было выполнено при финансовой поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации в рамках гранта Российского научного фонда № 21-79-10406, https://rscf.ru/project/21-79-10406.

ЛИТЕРАТУРА

1. Sinitsyn, A., Filippova, E., Derevianko, O. Development of a New Device for Human Body Temperature Regulation. International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies, FarEastCon 2018, Vladivostok, 3 October 2018 - 4 October 2018, 144272.
2. Naimov, A., Sinitsyn, A., Vetyukov, M., Titovec, Y.F., Akhmetova, I.G. Computer modelling of heat energy regeneration process in a reversible heat exchanger. IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, 2019, 337(1), 012069. doi:10.1088/1755-1315/337/1/012069.
3. Пат. 118202 РФ, МПК7 А 62В18/02. Устройство для защиты органов дыхания в условиях пониженных температур/ Телятьев М.В. Синицын А.А.
4. Соколова, Е. А. Улучшение условий труда работников компрессорной станции / Е. А. Соколова // Неделя науки ИСИ : сборник материалов всероссийской конференции. В 3 ч., Санкт-Петербург, 26–30 апреля 2021 года. – Санкт-Петербург: Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования "Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого", 2021. – С. 82-85.

УДК 620.169.1

Н.А. Забелин, Э.Э. Камучев
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

УСТАЛОСТНОЕ РАЗРУШЕНИЕ РАБОЧЕЙ ЛОПАТКИ НА ПРИМЕРЕ РАБОЧЕЙ ЛОПАТКИ ПОСЛЕДНЕЙ СТУПЕНИ ГАЗОТУРБИННОЙ УСТАНОВКИ МОЩНОСТЬЮ 25 МВТ

Введение. Одним из основных факторов, определяющих работоспособность деталей турбомашин, является сопротивление усталостному разрушению элементов. Особенно подвержены усталостному разрушению роторные элементы, в частности, рабочие лопатки.

Цель исследования. Целью исследования было изучение усталостного разрушения рабочей лопатки, моделирование роста трещины в Ansys Workbench и возможных конструктивных изменений для минимизации воздействия усталости на рабочую лопатку.

Актуальность. Полученные результаты могут быть использованы для более глубокого исследования данного явления в деталях турбомашин, особенно дисков рабочих колёс.

Усталость материала-деградация механических свойств материала в результате постепенного накопления повреждений под действием переменных (часто циклических) напряжений с образованием и развитием трещин, что обусловливает его разрушение за определённое время. Такой вид разрушения называют усталостным разрушением [1].

Исходной является формула Пэриса [2]:

$$\frac{\Delta L}{\Delta N} = C \cdot (\Delta K)^m$$

Коэффициенты C и m описывают свойства материала и выводятся эмпирически. В настоящем материале для расчета роста трещины используется формула №58[1]:

$$\vartheta = \frac{\Delta L}{\Delta N} = Q \cdot (1 - R)^m \left[\frac{\Delta K}{K_{cr}}\right]^m,$$

где параметры формулы задаются равными следующим значениям:
m = 4,0 [2];
ΔL – прирост длины трещины;
ΔN – количество циклов нагружения;
$R = 0$ – коэффициент асимметрии;
$Q = 1{,}524 \cdot 10^{-6}$ м/цикл [2];
$\Delta K = K_{I\,max}$ – результат расчета КИН из ANSYS WB;
K_{cr} – критическое значение коэффициента интенсивности разрушения (вязкость разрушения) берется из справочника. В настоящем расчете K_{cr} принимаем равным 45 $\frac{\text{МН}}{\text{м}^{3/2}}$ [3].

Принимая, например, $\Delta N = 1$ получаем формулу для определения прироста длины трещины за один «малоцикловый» цикл.

В программном пакете Ansys Workbench возможно смоделировать появление трещины и рассчитать коэффициент интенсивности напряжений (КИН) K_1. Стоит обратить внимание на тот факт, что исследование роста трещины и задание условия циклической симметрии модели в Ansys Workbench несовместимы по причине создания моделей трещин в количестве, равном количеству секторов для полного построения расчётной модели. Поскольку создание одной модели трещины является довольно ресурсоёмкой задачей (в месте расчёта трещины создаётся очень мелкая сетка конечных элементов) и ограничением самого программного пакета Ansys Workbench, для данного расчёта условие циклической симметрии было исключено из расчёта.

Были заданы следующие граничные условия по рекомендациям пособия [4]:

1. лопатка закреплена функцией Fixed Support по рабочим поверхностям хвостовика;

2. функцией Rotational Velocity задано вращение вокруг оси ротора с частотой 5000 об/мин;

3. функцией Remote Displacement, примененной по рабочим поверхностям бандажной полки, ограничено вращение лопатки вокруг оси Z.

В наиболее нагруженной области корневого сечения лопатки, выявленной по результатам прочностного расчета, была смоделирована потенциальная трещина шириной 0,5 мм и глубиной 0,1 мм, представленная на рисунке 1.

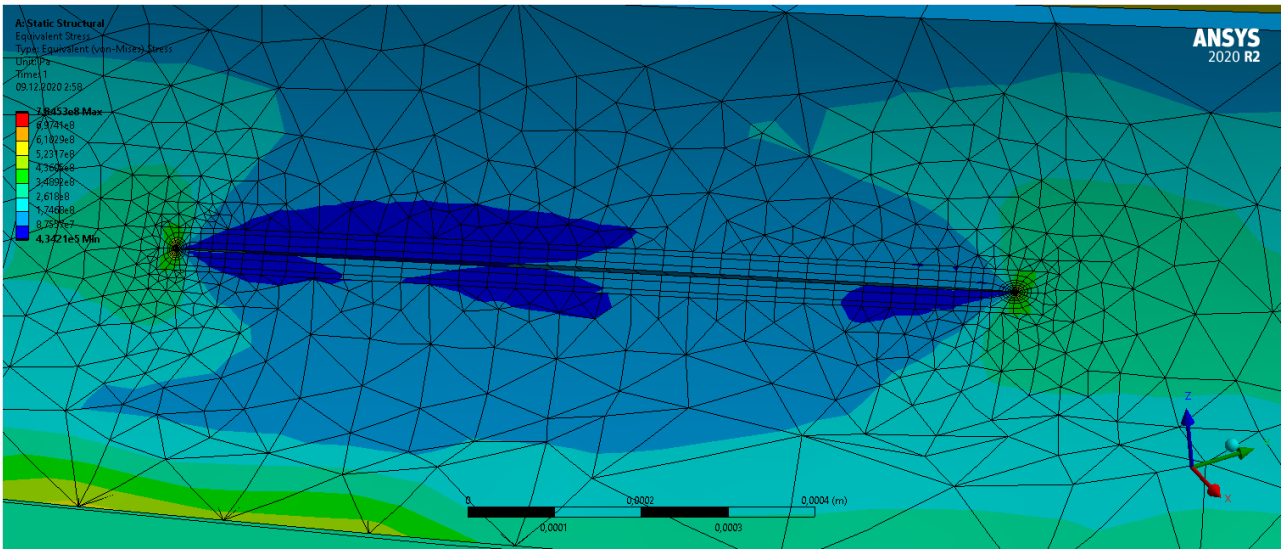


Рисунок 1 – Модель трещины в области корневого сечения лопатки

После расчета в инструменте Fracture Tool было получено распределение КИН вдоль фронта трещины (рисунок 2).

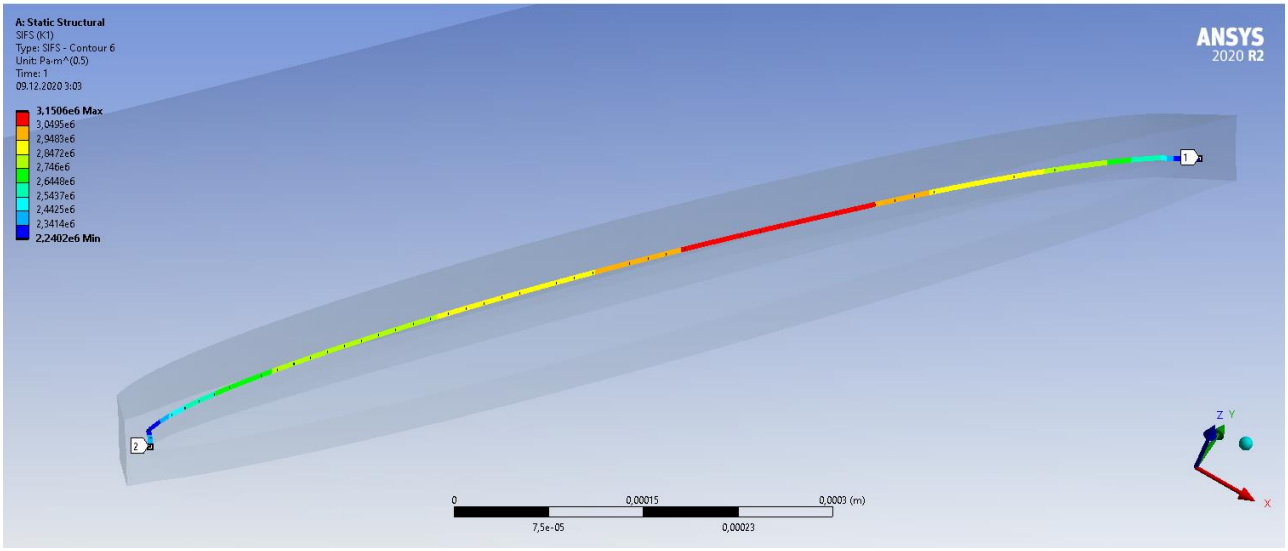


Рисунок 2 – Распределение КИН

Максимальное значение КИН составило $K_{I\,max} = 31{,}506\ \frac{\text{МН}}{\text{м}^{3/2}}$.

Используя полученное значение КИН, вычислим прирост длины трещины после первого цикла нагружения:

$$\Delta L = \Delta N \cdot Q \cdot (1-R)^m \left[\frac{\Delta К}{K_{cr}}\right]^m = 1 \cdot 1{,}524 \cdot 10^{-6} \cdot 1^4 \left[\frac{31{,}506}{45}\right]^4 = 3{,}662 \cdot 10^{-7}\ \text{м} = 36{,}62\ \text{мкм}.$$

Выводы. В данной статье были рассмотрены определение усталостного разрушения, протекание процессов деформации, способы минимизации воздействия на рабочую лопатку и методика расчёта роста усталостной трещины в Ansys Workbench. Данные, полученные при расчётах, хорошо согласуются с теоретическими и экспериментальными данными и могут быть использованы в дальнейших расчётах, а также для прогнозирования ресурса лопаток.

ЛИТЕРАТУРА

1. Павлов П. А., Паршин Л. К. Элементы линейной механики разрушения / П. А. Павлов, Л. К. Паршин, Санкт-Петербург: Издание СПбГТУ, 1993. 57 с.
2. Ласкин А.С., Зуев А.В., Стрижак Л.Я. Прочность энергетических машин: Учебное пособие. – Л.: изд. ЛПИ, 1987. – 180 с.
3. Кочеров Е. П., Виноградов А. С. Расчёт параметров надёжности ответственных деталей авиационного ГТД / Е. П. Кочеров, А. С. Виноградов, Самара: СГАУ, 2010. 35 с.
4. Иноземцев А. А. Динамика и прочность авиационных двигателей и энергетических установок. Том 4 / А. А. Иноземцев, Машиностроение, 2008. 192 с.

УДК 621.444.4

М.А. Лаптев, Бовэнь Гун, В.А. Рассохин, В.В. Барсков
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ХАРАКТЕРИСТИК РАБОЧЕГО ТЕЛА И ТОПЛИВА НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ГАЗОТУРБИННОЙ УСТАНОВКИ

Введение. В ближайшие 10–20 лет энергетическую отрасль России ожидает этап модернизации текущего энергетического оборудования по причине окончания ресурса. Среди рассматриваемых вариантов, изложенных в «Стратегии развития отрасли энергетического машиностроения России до 2030 года», предлагается замена действующего оборудования, функционирующего в рамках централизованной энергосистемы, на аналогичное, либо его замена на турбомашины, вписывающиеся в концепцию распределенной энергетики [1]. Оба варианта являются оптимальными, так как решают сложившуюся проблему, связанную с генерацией энергии. Однако вариант с увеличением энергетических машин распределенной энергетики позволяет России совершить плавных переход в сторону комбинированной энергосистемы, принятой в большинстве развитых стран мира: Китай, США и т.д. Данный вариант позволит повысить надежность бесперебойной передачи электроэнергии, снизить эксплуатационные издержки на выработку и транспортировку электроэнергии, откроет возможность электрофикации поселковых районов и деревень, а также повысить экономическую выгодность для потребителя.

Актуальность. Россия, как наследница СССР, продолжила наращивание централизованных электростанций, определив его в качестве основного пути развития. Создание энергетических установок в рамках распределённой энергосистемы на текущий момент затруднено малой научно-технической базой в данной области. В связи с этим работы, затрагивающие вопросы создания, компоновки, выбора оптимальных параметров газотурбинной установки (ГТУ), формируют данную научно-техническую базу и создают задел для будущих исследований в данной отрасли.

Цель исследования. Выявить зависимость влияния характеристик рабочего тела и топлива на эффективность ГТУ. Объектом исследования является энергетическая газотурбинная установка, а предметом исследования являются характеристики рабочего тела и топлива. С учетом поставленной цели в исследовании решались следующие задачи:

1. Провести расчет тепловой схемы ГТУ
2. Провести расчет тепловой схемы варьируя параметры рабочего тела
3. Провести расчет тепловой схемы варьируя параметры топлива

Расчет тепловой схемы осуществлялся согласно методике, разработанной в СПбПУ. Начальные параметры, основные этапы, а также конечные результаты расчета сведены в блок – схему расчета, представленной на рисунке 1

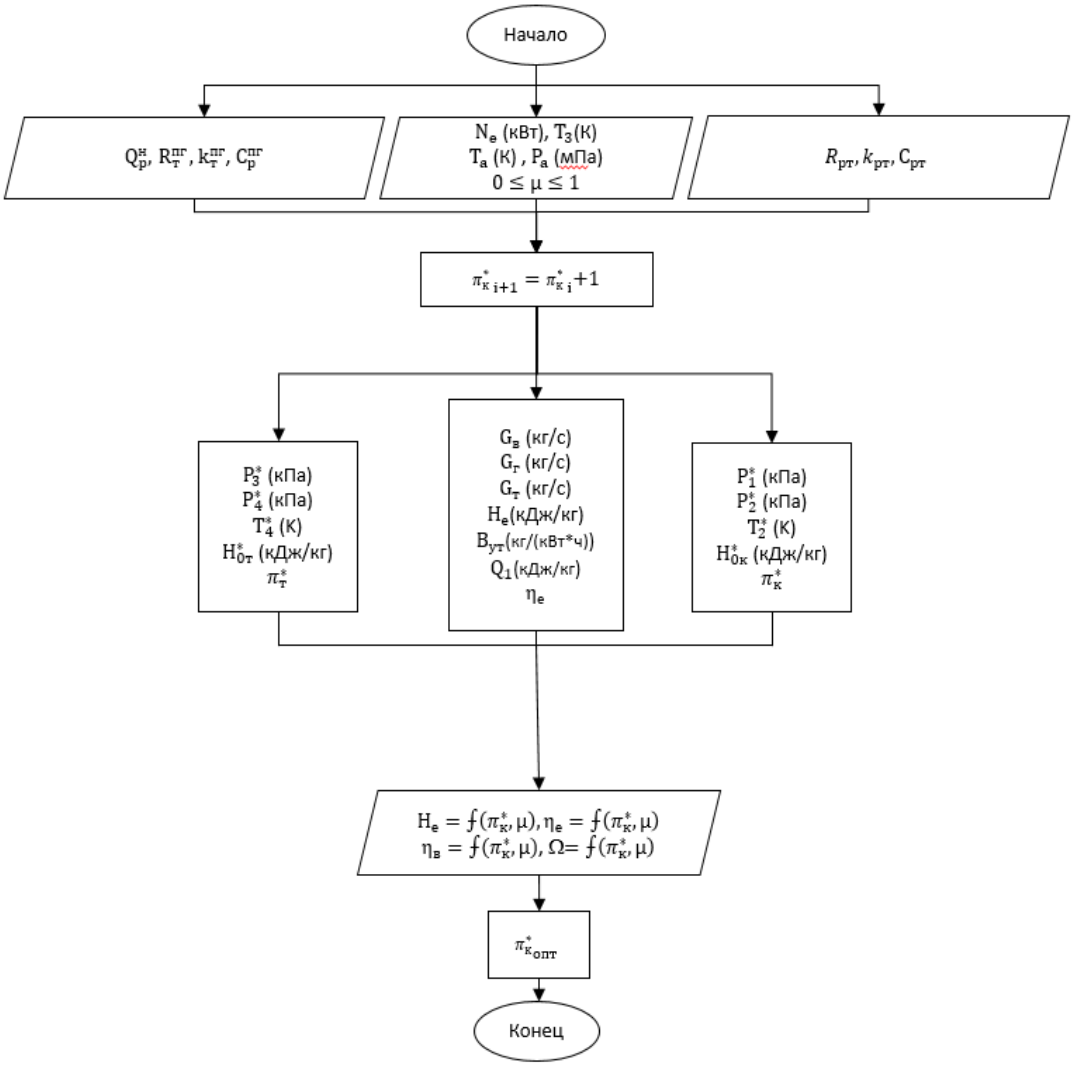


Рисунок 1 – Блок-схема расчета тепловой схемы

Завершив расчет тепловой схемы, следующим этапом являлось варьирование параметров рабочего тела и топлива, обозначенных в блок схеме, для определения влияния величины влияния их на эффективность ГТУ.

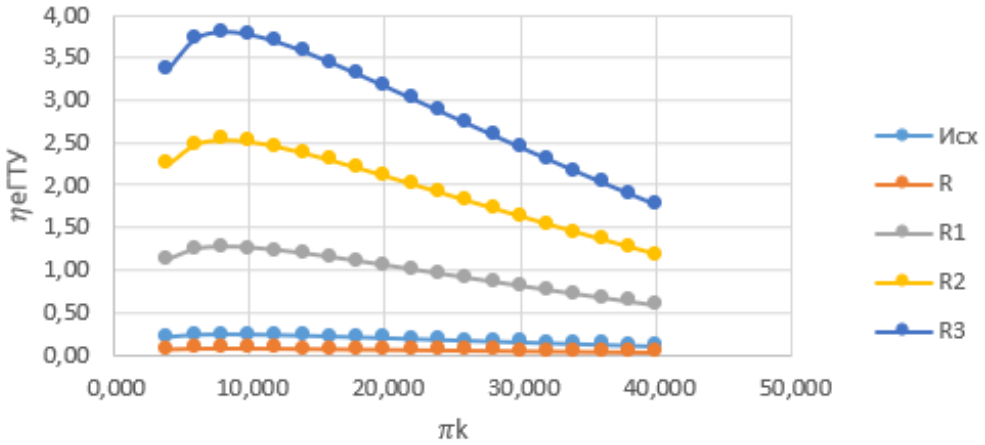


Рисунок 2 – График зависимости эффективного КПД от степени повышения давления при варьировании значения газовой постоянной.

Подобные графики зависимости были построены при варьировании каждого рассматриваемого параметра рабочего тела и топлива.

В результате было установлено, что выбранном варианте тепловой схемы с внешним подводом теплоты от котла-утилизатора, параметры топлива сильнее влияют на эффективность ГТУ, чем параметры рабочего тела. В рассматриваемом диапазоне варьирование параметров газа в основном приводит к падению КПД ГТУ.

Выводы. Проделанная работа позволяет дополнить имеющуюся научно-техническую базу энергетических установок с внешним подводом теплоты по вопросу выбора рабочих параметров и максимально эффективной работе ГТУ.

ЛИТЕРАТУРА

1. «Министерство энергетики Российской Федерации Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике СЦЕНАРНЫЕ УСЛОВИЯ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ НА ПЕРИОД ДО 2030 ГОДА» 2010.
2. «Стратегия развития энергомашиностроения Российской Федерации» 2010
3. Лаптев, М. А. Перспективные газотурбинные установки с внешним подводом теплоты / М. А. Лаптев, В. В. Барсков, В. А. Рассохин // Современные технологии и экономика энергетики : Материалы Международной научно-практической конференции, Санкт-Петербург, 29 апреля 2021 года. – Санкт-Петербург: Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования "Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого", 2021. – С. 142-144.

УДК 620.91

С. Семаков
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

СОПОСТАВЛЕНИЕ АЛГОРИТМОВ ОТСЛЕЖИВАНИЯ ТОЧКИ МАКСИМАЛЬНОЙ МОЩНОСТИ В УСЛОВИЯХ ЧАСТИЧНОГО ЗАТЕНЕНИЯ

Введение. Рассматривается проблема фотоэлектрической генерации: повышение эффективности преобразования в условиях частичного затенения (ЧЗ).

Актуальность. Большое количество исследований, посвященных повышению извлечения и поддержания максимальной мощности из фотоэлектрических систем в условиях ЧЗ, указывает на то, что законченное решение еще не найдено, и данная проблема по-прежнему актуальна в области солнечной энергетики.

Цель исследования. Сопоставление алгоритмов отслеживания точки максимальной мощности (ОТММ) и выявление преимуществ и недостатков каждого из них. Объектом исследования является алгоритм ОТММ, а предметом исследования – эффективность поиска ТММ. Моделирование, анализ и сравнение выступают методами исследования. С учетом поставленной цели в исследовании решались следующие задачи:

1. Классификация алгоритмов ОТММ для условий ЧЗ;

2. Моделирование фотоэлектрической системы с управлением на основе ОТММ;

3. Сравнительный анализ эффективности работы алгоритмов.

ВАХ фотоэлемента нелинейна и изменяется в зависимости от уровня облучения и температуры. Еще одним фактором выступает ЧЗ поверхностей солнечного модуля (СМ), которое искривляет ВАХ, и при поиске на ней значения, соответствующего максимальной мощности, обнаруживаются локальные (ЛМ) и глобальный (ГМ) максимумы (рисунок 1(а)). Для традиционных методов ОТММ в условиях ЧЗ нахождение ГМ становится затруднительным, и требуется применение других алгоритмов [1].

Как правило, управление на основе ОТММ реализуется на импульсном преобразователе постоянного напряжения (ИППН), являющимся связующим звеном между СМ и нагрузкой (рисунок 1(б)).

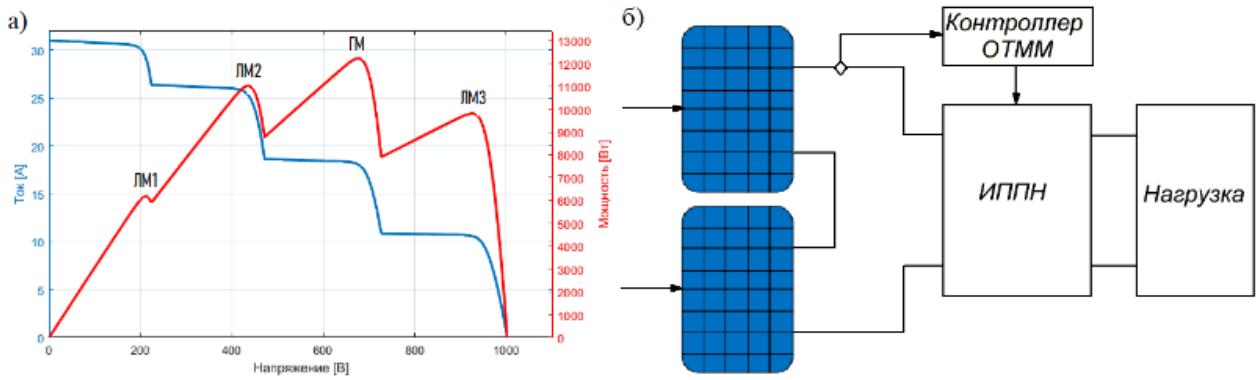


Рисунок 1 – а) ВАХ и ВВХ модуля при ЧЗ, б) Принципиальная схема фотоэлектрической системы

Методы отслеживания точки ГМ (ОТГМ), представленные в литературе [2] можно классифицировать на три категории: методы мягких вычислений (МВ), методы сегментарного поиска (СП) и двухэтапные методы (ДЭ). Несмотря на то, что эти методы предлагаются для одной и той же цели, они сильно различаются в отношении скорости отслеживания ГМ, установившихся колебаний вокруг ГМ, сложности и стоимости аппаратной реализации. Для сравнительного анализа было выбрано по одному алгоритму из каждой категории (Метод роя частиц (МРЧ) из МВ, «Поиск Фибоначчи» (ПФ) из СП, метод дробного напряжения (ДН) с фильтром Калмана (ФК) из ДЭ).

В качестве инструмента исследований использовалась среда MATLAB/Simulink, где была реализована модели фотоэлектрической системы, которая включала в себя 4 последовательно соединенных СМ с разной интенсивностью облучения, ИППН повышающего типа, контроллер ОТММ и резистивную нагрузку. Результаты моделирования в MATLAB (рисунок 2) подтвердили работоспособность каждого из рассматриваемых алгоритмов ОТММ. Сравнительный анализ показывает, что наиболее быстрым поиском ГМ обладает МРЧ (0,36 с до нахождения ГМ, против 0,45 с и 1,03 с у ПФ и ДН+ФК). Однако МРЧ требует большей вычислительной мощности и сложен в реализации, что может препятствовать применению в коммерческих

фотоэлектрических системах. Метод ПФ относительно прост и легок в реализации, он может не обнаружить ГМ, если для дальнейшего разделения выбран неточный сегмент. Метод ДН+ФК не требует больших вычислительных мощностей, и его стоимость реализации будет наименьшей, но обнаружение ГМ во многом зависит от точности определения области ГМ на первом этапе.

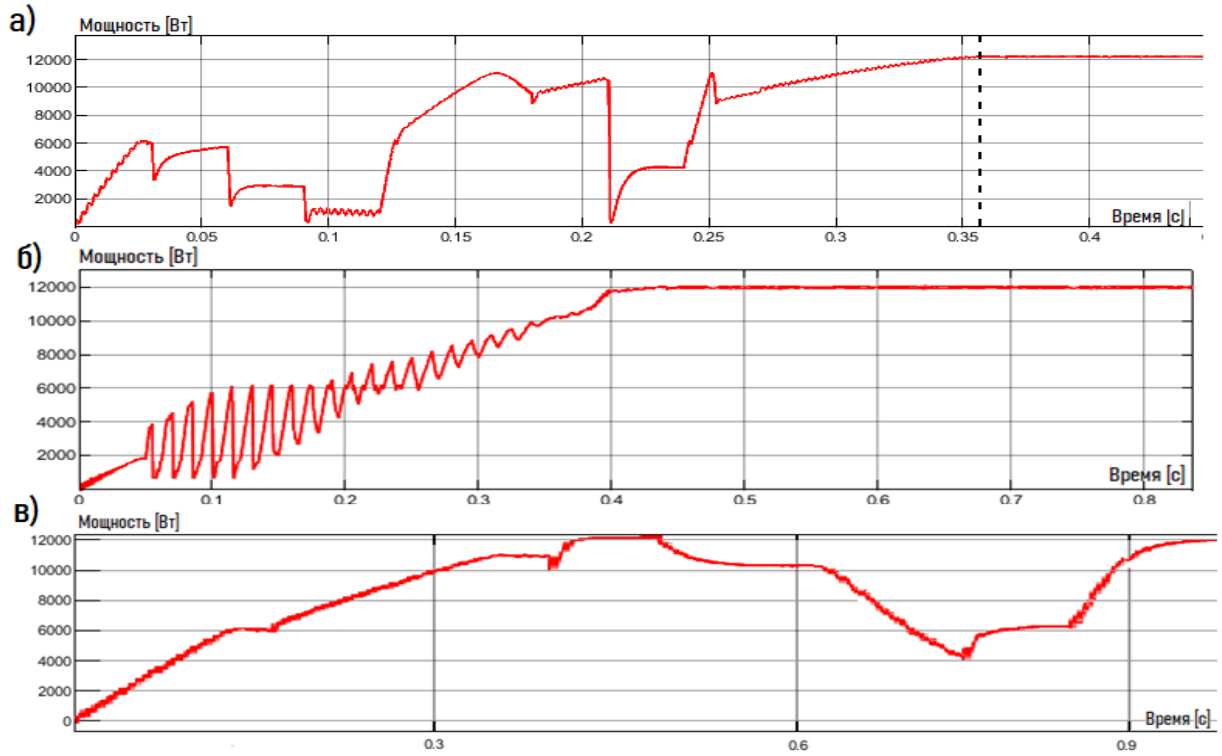


Рисунок 2 – Временные диаграммы поиска ГМ а) МРЧ, б) ПФ, в) ДН+ФК

Выводы. В этом исследовании рассмотрена проблема повышения эффективности преобразования в условиях частичного затенения (ЧЗ), проанализированы пути ее решения с помощью методов ОТММ. Проведена классификация существующих методов поиска ГМ. Результаты моделирования фотоэлектрической системы в Matlab/Simulink позволили сопоставить алгоритмы по нескольким параметрам и выявить как достоинства, так и недостатки каждого из них.

ЛИТЕРАТУРА

1. Фолькер Куашнинг «Системы возобновляемых источников энергии. Технология, расчеты, моделирование» // Астана: Фолиант, 2013.- 432с.

2. Ali, Amjad, Khalid Almutairi, Muhammad Zeeshan Malik, Kashif Irshad, Vineet Tirth, Salem Algarni, Md. Hasan Zahir, Saiful Islam, Md. Shafiullah and Neeraj Kumar Shukla. “Review of Online and Soft Computing Maximum Power Point Tracking Techniques under Non-Uniform Solar Irradiation Conditions.” Energies 13 (2020): 37. doi:10.3390/en13123256

3. Zhang, Junhong, Xueye Wei, Liang-deng Hu and Jianguang Ma. “A MPPT Method based on Improved Fibonacci Search Photovoltaic Array.” Tehnicki vjesnik - Technical Gazette (2019): n. pag. doi:10.17559/TV-20180721153103

УДК 662.994

А.В. Кондрашов, А.А. Тринченко
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

СИСТЕМА УТИЛИЗАЦИИ ТЕПЛОТЫ КОНДЕНСАЦИИ ХОЛОДИЛЬНЫХ МАШИН

Введение. Экономия электрической энергии – один из ключевых факторов экономики в настоящее время. Подтверждением тому – Федеральный закон от 23.11.2009 № 261-ФЗ "Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации" [1].

Актуальность работы обусловлена экономическими и экологическими аспектами использования бросового тепла.

Цель исследования. Анализ количественных показателей затрат энергии при эксплуатации спортивных объектов, разработка и внедрение высокоэкономичных систем их энергообеспечения.

Объектом исследования является система намораживания ледовой поверхности спортивного комплекса; предметом исследования – система утилизации теплоты конденсации холодильных машин. С учетом поставленной цели в исследовании решались следующие задачи:

1. Выявление факторов, вызывающих перерасход энергии.
2. Анализ существующих технологий энергосбережения и примеры их внедрения на спортивных обектах.
3. Выявление определяющих параметров оптимизации эксплуатационных затрат.
4. Разработка, внедрение и исследование показателей работы системы утилизации тепла с целью его дальнейшего использования для снижения эксплуатационных расходов.

Рисунок 1 иллюстрирует принцип использования бросового тепла конденсации холодильных машин для воздушного отопления пространства над ледовой ареной и зрительских трибун. Воздух, нагретый за счет системы утилизации теплоты конденсации холодильных машин, по вентиляционным каналам направляется в обогреваемое помещение и равномерно распределяется в его объеме.



Рисунок 1 – Использование бросового тепла конденсации
холодильных машин для воздушного отопления ледовой арены

Проанализировав показатели работы усовершенствованной системы, с помощью специально разработанного исследовательского стенда (рисунок 2) подтверждено (рисунок 3), что реализация проекта позволила на ~70 % сократить долю сторонних источников тепла, а увеличение энергетической эффективности собственных инженерных систем достигнуто без существенных капитальных затрат, при минимальных сроках внедрения и сокращении простоя оборудования [2].



Рисунок 2 – Исследовательский стенд на базе приборов энергоучета

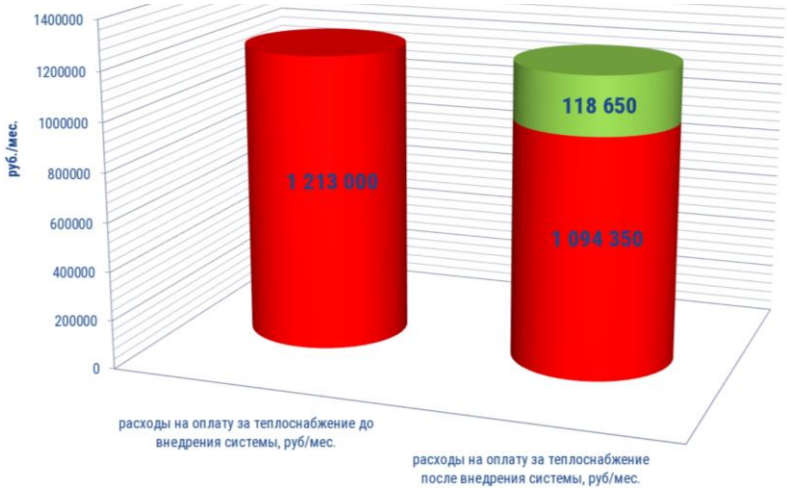


Рисунок 3 – Расходы на оплату тепла сторонних поставщиков до и после внедрения системы, руб./мес.

Непрерывно выполняемый анализ данных (начиная с мая 2021 г.), получаемых с установленных приборов энергоучета в программе «Пролог», позволил провести:

1. Выявление параметров оптимизации эксплуатационных затрат.
2. Разработку рекомендаций по техническому обслуживанию для достижения оптимальных результатов.

Результаты расчетов показывают, что эксплуатационные затраты на отопление и электроэнергию от сторонних поставщиков снизились более чем на 2,4 млн. рублей в год, а тепловое загрязнения окружающей природной среды сокращено не менее чем на 1,4 ГВт в год [3].

Выводы. Использование бросового тепла позволяет снизить эксплуатационные затраты за счет повышения энергетической эффективности инженерных систем, сокращая при этом тепловое загрязнение окружающей природной среды и благоприятно влияя на экологическую обстановку в целом.

Работа поддержана Российским фондом фундаментальных исследований – грант РФФИ № 20-38-90119\20 от 03.09.2020 г.

ЛИТЕРАТУРА

1. Федеральный закон «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» от 23.11.2009 № 261-ФЗ (ред. от 20.07.2019).
2. A.V. Kondrashov, A.A. Trinchenko, Reducing of the Environment Thermal Pollution by Introducing Energy Efficient Technologies in Engineering Systems, in 2020 International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies, FarEastCon 2020, 2020.
3. A.V. Kondrashov, A.A. Trinchenko Implementation and research of operating parameters of energy-efficient engineering systems with a single circuit of heat engines, 2022 4th International Youth Conference on Radio Electronics, Electrical and Power Engineering (REEPE), 2022.

УДК 621.311

А.С. Герасимов, А.А. Гурьев, П.А. Карнаухова, А.В. Павлова, К.А. Самусик
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

УПРАВЛЕНИЕ РЕЗЕРВАМИ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЕ

Введение. ОЭС Востока – уникальная зона: регион характеризуется слабыми связями с ЕЭС несмотря на большую площадь территории и огромный энергетический потенциал, поэтому требуется особый подход к оптимизации имеющихся энергоресурсов в процессе производства электроэнергии. Кроме того, Восточная ОЭС характеризуется значительной неравномерностью распределения основных источников генерации и потребления: западные области – Якутия и Амурский край – избыточны благодаря наличию мощных ГЭС, восточные – Хабаровский и Приморский края – обладают дефицитом электрической мощности при покрытии нагрузки исключительно газовыми и угольными ТЭС. По этой причине, по большей части территории проходят линии

класса 500 кВ, соединяющие основные центры потребления с западными областями, являющимися источником дешёвой энергии.

Актуальность. Акционерным обществом «Системный оператор» была сформулирована следующая задача в рамках учебного кейса: требуется провести оптимизацию текущего энергораспределения в Восточной ОЭС. Предпосылками к рассмотрению проблемы стали следующие факторы: дорогостоящие ТЭС значительно загружены, а потенциал ГЭС остается недоиспользованным. Кроме того, на северо-западе региона передача электрической мощности по протяженным линиям 220 кВ приводит к серьезным потерям, что в совокупности с предыдущим фактором определяет необходимость пересмотреть состав генерирующего оборудования для каждого из имеющихся субъектов (рис.1).

Цель исследования. Экономическая и технологическая оптимизация генерации электроэнергии с учетом особенностей ОЭС Дальнего востока.

Задачи. Оценить требуемую величину электрической нагрузки электростанций в энергосистеме; определить состав энергоблоков электростанций, нормально включенных в работу; оценить оптимальную загрузку энергоблоков электростанций; определить величины аварийных небалансов активной мощности в энергосистеме.

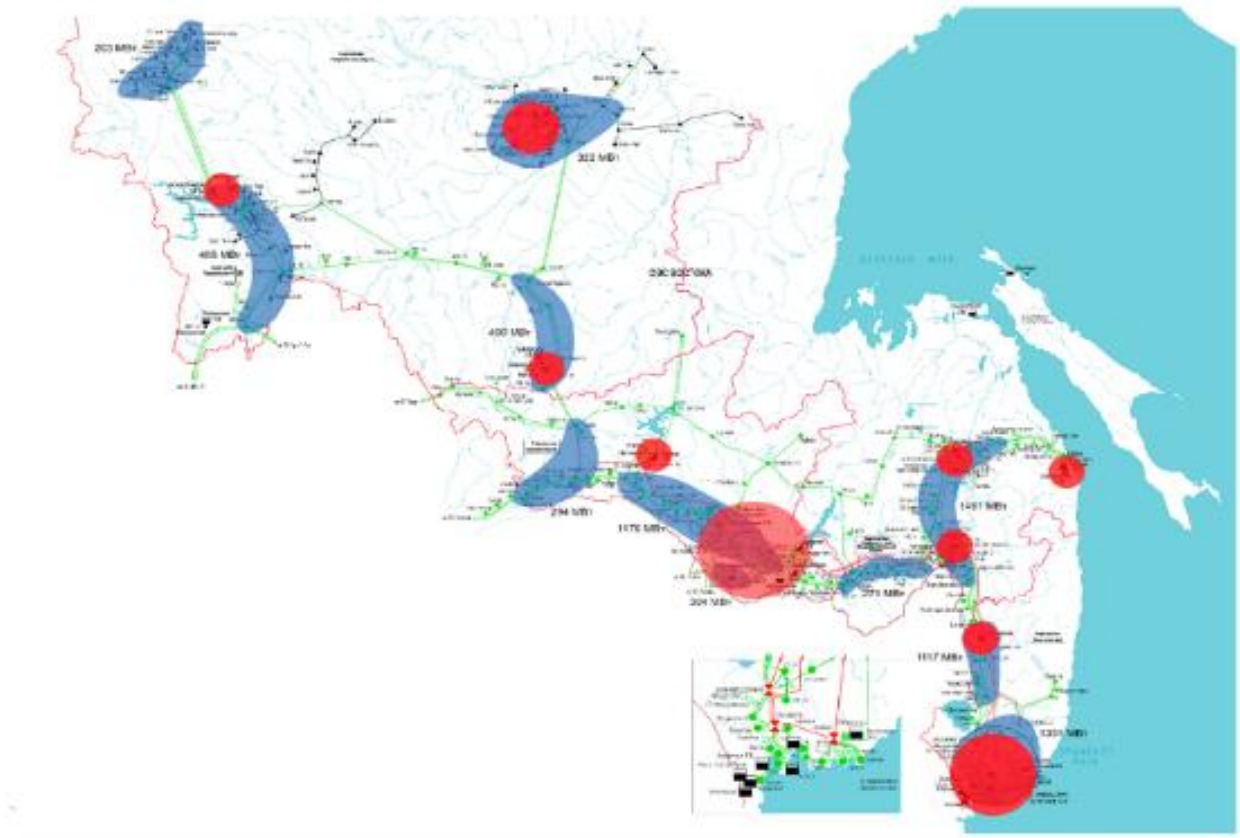


Рисунок 1 – Генерация и потребление электроэнергии в восточном регионе [1][2][3][4].

Решение. Создана модель энергосистемы в программном комплексе RastrWin: для основных областей генерации и потребления определены эквивалентные суммарные мощности и помещены в рассчитанные центры электрических нагрузок и генераций. Затем заданы начальные величины

генерации: газовые ТЭС загружены до 85% от установленной мощности для обеспечения необходимых диапазонов регулирования в случае возникновения аварийных режимов. Для угольных станций загрузка составила 95% от установленной мощности с запасом, обеспечивающим безопасную эксплуатацию. ГЭС загружены по остаточному принципу. При моделировании режима энергосистемы, была скорректирована генерация на северо-западе с целью снижения перетоков по линиям 220 кВ, а также были найдены наиболее дорогостоящие электростанции, расположенные в Приморском крае, и снижены их генерируемые мощности до технологического минимума. Дефицит мощности покрыт за счет увеличения выработки электроэнергии на Бурейской ГЭС и передачи этой мощности по линиям класса 500 кВ. Также проведена проверка в аварийном режиме при условии отключения наиболее мощного энергоблока, в результате которой энергосистема осталась работоспособной, что свидетельствует о её надежной работе в новом режиме.

Экономическое сравнение

По рис. 2. определено, что основная экономическая выгода достигается за счет сокращения выработки электроэнергии на дорогих ТЭЦ Хабаровского и Приморского краев, в то время как повышение выработки приходится на Якутию, в которой расположены относительно дешевые ГЭС. Экономическая выгода после оптимизации составила около 1 млн. руб./час.

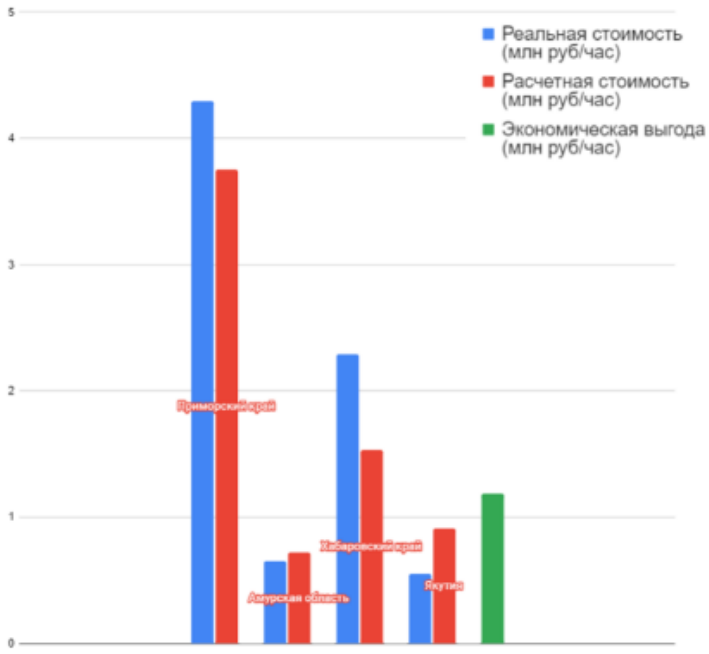


Рисунок 2 – Экономическая выгода от оптимизации.

Выводы. В ходе работы была дана оценка текущему положению в ОЭС Дальнего Востока, определен оптимальный состав энергоблоков, соответствующий наименьшим экономическим затратам, а также проведены испытания получившегося режима на устойчивость при нормативном возмущении в сети. В результате была получена экономия денежных средств в размере миллиона рублей в час в процессе производства и передачи

электроэнергии. Более того, кроме улучшения функционирования системы с экономической точки зрения, ее энергетический аспект был также изменен в лучшую сторону. В частности, была увеличена надежность работы ЭЭС за счет вывода в ремонт наименее надежного оборудования.

ЛИТЕРАТУРА

1. Указ Главы Республики Саха (Якутия) от 29.04.2021 №1840 “О схеме и программе развития электроэнергетики Республики Саха (Якутия) на 2021 – 2025 годы” URL: http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/1400202104300005
2. Схема и программа развития электроэнергетики Амурской области на период 2021-2025 годов: URL: https://www.amurobl.ru/upload/iblock/c02/Otchet-o-NIR-SiPR-Amurskoy-oblasti-2021_2025.pdf
3. Схема и программа развития электроэнергетики Хабаровского края на 2021-2025 годы: URL: https://tek.khabkrai.ru/Programmy/1462/O-programme
4. Схема и программа развития электроэнергетики Приморского края на 2021 – 2025 годы: URL: https://primorsky.ru/authorities/executive-agencies/departments/energy/structure/sipr.php

УДК 620.92+528.835

Н.К. Казанцев, А.М. Молоков
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

АКТУАЛЬНЫЕ ЗАДАЧИ И РЕШЕНИЯ С ПРИМЕНЕНИЕМ IOT В ЭНЕРГЕТИКЕ

Введение. Интеграция ВИЭ и оптимизация использования электроэнергии являются ключевыми факторами устойчивого энергетического перехода и смягчения последствий изменения климата, а современные технологии, такие как Интернет вещей (IoT), предлагают широкий спектр приложений в энергетическом секторе и могут сыграть ключевую роль в его развитии.

Актуальность. Согласно повестке Целей устойчивого развития ООН [1], принципы энергоэффективности предлагают экономические выгоды в долгосрочной перспективе за счет снижения стоимости производства энергии и сокращения выбросов. Для более оптимального управления энергопотреблением требуется технология эффективного анализа данных в режиме реального времени. В этом отношении, современные технологии, такие как IoT, могут помочь энергетическому сектору справиться с этим вызовом и трансформироваться в гибкую, децентрализованную, интеллектуальную и оптимизированную систему.

Цель исследования. На основе анализа существующих системных решений на базе технологии IoT предложить актуальные для такой трансформации инструменты и исследовать прогнозируемую выгоду от их внедрения. Результаты представлены в таблице 1.

Таблица 1. Применение IoT в энергетическом секторе.

Актуальная задача	Как можно применить решение с IoT	Выгоды
Контроль и управление сетью ЦТ	Анализ больших данных о температуре и нагрузке в сети подключенных потребителей	Повышение эффективности в удовлетворении спроса, экономия электроэнергии, определение точек сети с необходимостью усиления [2]
Профилактика оборудования	Мониторинг неисправностей, утечек и усталости путем анализа больших данных, собранных с помощью статических и мобильных датчиков или камер	Снижение риска сбоев, производственных потерь и простоев на техническое обслуживание, снижение затрат на эксплуатацию и техническое обслуживание, предотвращение несчастных случаев и повышение безопасности [3]

Продолжение таблицы 1.

Актуальная задача	Как можно применить решение с IoT	Выгоды
Умные сети	Платформа для управления сетью с использованием больших данных и распределенных методов вычисления.	Повышение энергоэффективности и интеграция распределенной генерации, повышение надежности поставок, снижение потребности в инвестициях в резервную мощность сети [4]
Микросети	Платформы для управления сетью, независимой от центральной сети	Повышение безопасности поставок, создание функциональной совместимости и гибкости между микросетями и основной сетью, предложение стабильных цен на электроэнергию для потребителей, подключенных к микросети [4]
Управление энергией в накопительных батареях	Аналитика данных для активации батареи в наиболее подходящее время дня	Оптимальная стратегия заряда/разряда аккумулятора в разном временном масштабе, повышение энергоэффективности и помощь сети в часы пик, снижение стоимости использования энергии [5]
Умные здания	Централизованное и дистанционное управление приборами и устройствами	Оптимальное управления приборами и системами HVAC (Отопление, вентиляция и кондиционирование) за счет доступа к подробным изменениям нагрузки в различных временных масштабах, определение областей для повышения энергоэффективности (например, выявление помещений с чрезмерным кондиционированием воздуха или отключение дополнительного освещения при отсутствии людей) [5]

Выводы. Трансформация в сторону эффективного использования энергии нуждается в общесистемной готовности к сведению к минимуму негативного социально-экономического и экологического воздействия энергетических систем. В таблице 1 обобщены различные варианты использования IoT в каждом звене цепочки поставок энергии, от генерации через энергосети до секторов конечного потребления. Анализ источников показал, что системное внедрение IoT способно качественно изменить практически каждый аспект работы энергосети и способствовать более быстрому энергетическому переходу.

ЛИТЕРАТУРА

1. UN. Special Edition: Progress towards the Sustainable Development Goals; UN: New York, NY, USA, 2019

2. Talari, S.; Shafie-Khah, M.; Siano, P.; Loia, V.; Tommasetti, A.; Catalão, J. A review of smart cities based on the internet of things concept. Energies 2017, 10, 421.

3. Da Xu, L.; He, W.; Li, S. Internet of Things in Industries: A Survey. IEEE Trans. Ind. Inform. 2014, 10, 2233–2243
4. Anjana, K.; Shaji, R. A review on the features and technologies for energy efficiency of smart grid. Int. J. Energy Res. 2018, 42, 936–952
5. M. Avci, M.E.; Asfour, S. Residential HVAC load control strategy in real-time electricity pricing environment. In Proceedings of the 2012 IEEE Conference on Energytech, Cleveland, OH, USA, 29–31 May 2012; pp. 1–6

УДК 661.961

Г.М. Гумерова, К.В. Сорокина, О.В. Дюдина
Казанский Государственный Энергетический Университет

IT-ТЕХНОЛОГИИ В ЭНЕРГЕТИКЕ

Вступление. Роль ИТ очень велика в отраслях, связанных с энергетикой, с опережением времени. Чем сложнее производство, тем острее необходимость автоматизации происходящих в нем процессов. По мнению экспертов в области электроэнергетики, развитие этой отрасли в настоящее время сталкивается с рядом серьезных проблем, которые исключают эффективную работу всех энергетических процессов. Все электростанции в скором времени станут старыми и изношенными. Это может привести к техническим ошибкам и несчастным случаям.

Актуальность. Переход энергетики в область информационных технологий для обеспечения полного контроля над производством. ИТ-технологии обеспечивают бесперебойную и непрерывную работу.

Цель исследования. Отчет о плюсах и минусах, в частности, о полном внедрении энергетических и информационных технологий для обеспечения стабильной работы при рассмотрении этого вопроса на фоне энергетического рынка.

Во-первых, инновационные технологии в энергетическом секторе влияют на занятость и стабильность рынка.

№	Наименование компании	Выручка от ИТ-проектов в 2017г. млн.руб с НДС	Выручка в 2016г. млн.руб с НДС	Динамика 2017/2016
1	Ланит*	4048	2789	45,1
2	ГК Техносерв	2744,1	3402,1	-19,3
3	ГК Компьюлинк	1860,4	3396,9	-45,2
4	АйДи-Технологии управления	1114	432	157,9
5	Группа Борлас	943,6	731	28,9
6	АйТеко	813	595	36,6
7	Сонет	427,1	297,6	43,5
8	X-Com	181,1	108,2	67,4
9	Диджитал Дизайн	178	н/д	н/д
10	ГК Корус Консалтинг	102	н/д	н/д
	Общий доход	12411,3	11751,8	314,9

Рисунок 1 – продажи электроэнергии в России в период 2016-2017 гг.

* Первоначальный доход за 2016-2017 годы поступает от инновационных проектов, включая

поставку программного и аппаратного обеспечения. Исследование содержит данные о проектах в топливно-энергетическом секторе.

Рынок ИТ-технологий в энергетическом секторе не является постоянным. В целом, согласно исследованию 2016-2017 годов, программное обеспечение и технологии, повышающие производительность и обеспечивающие бесперебойную работу, могут быть востребованы в отрасли.

Большие данные, накопленные энергетическими компаниями, должны где-то храниться и обрабатываться. В этой связи необходимы новые ресурсы и непрерывная модернизация.

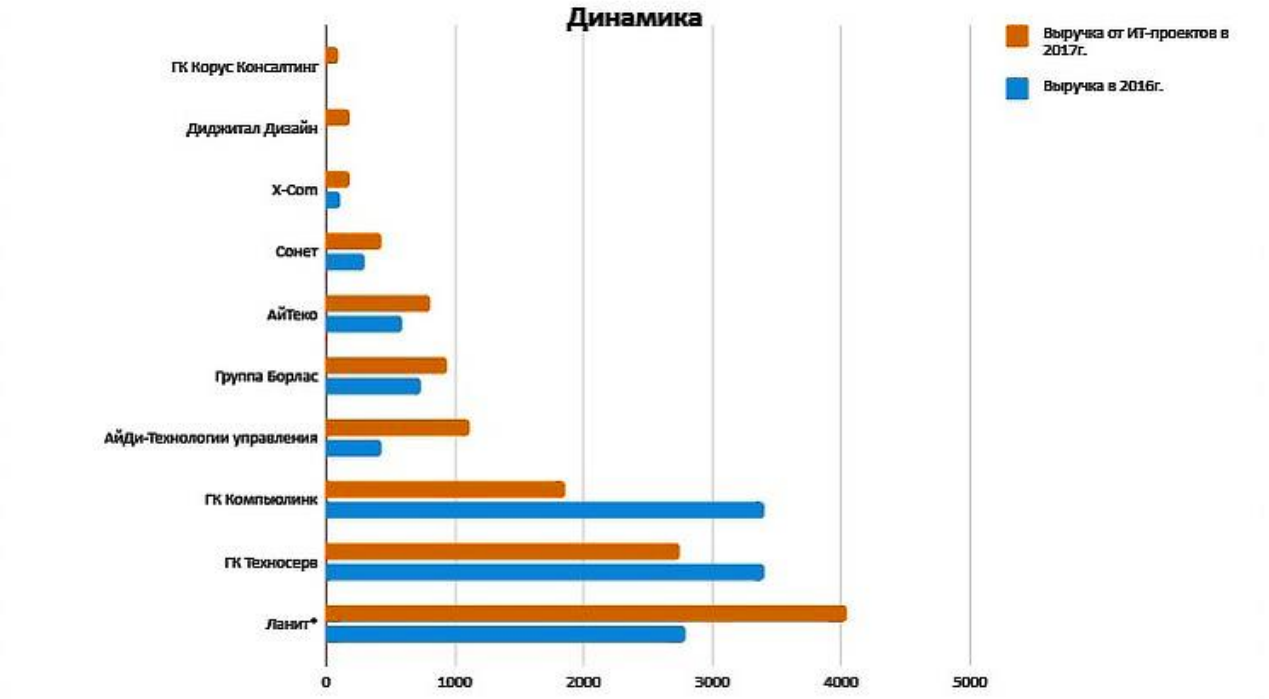


Рисунок 2 – Динамика ИТ-проектов в энергетическом секторе в 2016/2017 гг.
*Динамика продаж в период с 2016 по 2016 год. В таблице показано сравнение данных о доходах каждой компании

Многие технологические инновации, такие как промышленный Интернет вещей, информационные технологии в режиме реального времени и решения для оптимизации производства, и распределения электроэнергии, вызвали глобальные изменения в энергетической отрасли по всему миру. Таким образом, открыли качественно новые возможности роста. В этом контексте на первый план выходит проблема разработки единых стандартов использования информационных технологий на территориально распределенных предприятиях. Большинство ИТ-продуктов, внедряемых в энергетических компаниях, классифицируются как критически важные для бизнеса, что означает, что они предъявляют высокие требования к информационной безопасности.

Основные тренды сформированы государственной программой "Цифровая экономика": большие данные, искусственный интеллект, Интернет вещей (IoT), дополненная и виртуальная реальность. Это технологии будущего, которые

только начинают делать первые шаги к реальному применению на промышленных предприятиях. Но компании уже формируют специальные платформы для их реализации.

Конечно, это не является фундаментальным видом деятельности для энергетических компаний, не всегда есть необходимый персонал, нет необходимого представления об информации, неудобно постоянно удерживать крупных ИТ-сотрудников. Компания может столкнуться с нетипичными информационными задачами. В этом случае компании используют ИТ-аутсорсинг, привлекая системных интеграторов, занимающихся ИТ-консалтингом.

Вывод. Наконец, я хотела бы добавить, что информационные технологии полностью уравновешивают рынок. Прибыльность не всегда стабильна, но она полностью контролируется и не опускается ниже среднего. В будущем технологии могут полностью контролировать рабочий процесс и быстро обнаруживать ошибки.

ЛИТЕРАТУРА

1. Информационные технологии в энергетике. — Текст : электронный // https://studref.com : [сайт]. — URL: https://studref.com/610256/informatika/informatsionnye_tehnologii_energetike (дата обращения: 07.05.2022).

2 — Текст : электронный // https://www.tadviser.ru/index.php : [сайт]. — URL: (дата обращения: 07.05.2022).

3. Бугаева, Т. М. Имитационное моделирование потребления электроэнергии / Т. М. Бугаева // Современные технологии и экономика в энергетике (MTEE – 2020) : материалы международной научно-практической конференции, Санкт-Петербург, 23 апреля 2020 года. – Санкт-Петербург: ПОЛИТЕХ-ПРЕСС, 2020. – С. 150-151. – EDN GZFOHR.

УДК 621.319.4

А.А. Ходжамов, И.О. Иванов
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

АВТОМАТИЗАЦИЯ ОБРАБОТКИ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ДАННЫХ ПРИ ИССЛЕДОВАНИИ ХАРАКТЕРИСТИК ПРОЦЕССОВ САМОВОССТАНОВЛЕНИЯ В МЕТАЛЛОПЛЕНОЧНЫХ КОНДЕНСАТОРАХ

Введение. Ключевым компонентом различных устройств высоковольтной энергетики, электрофизического и испытательного оборудования, низковольтной и высоковольтной электроники, медицинского оборудования и т.д. являются металлизированные пленочные конденсаторы (МПК). Широкое применение данного типа конденсаторов объясняется их высокой надежностью и удельной энергией. Высокие значения надежности и удельной энергии МПК связаны с их способностью к самовосстановлению (СВ) [1-3].

Актуальность. Для адекватной оценки процессов, проходящих при СВ в МПК необходим достаточный статистический объем экспериментальных данных. Обработка экспериментальных данных без использования специального

ПО занимает значительное количество времени, что усложняет процесс исследования.

Цель исследования. Разработка программного обеспечения для автоматизации обработки экспериментальных данных при исследовании характеристик СВ. Объектом исследования является МПК, а предметом исследования является ПО, созданное для автоматизации процесса обработки экспериментальных данных. С учетом поставленной цели в исследовании решались следующие задачи:

1. Сглаживание исходного сигнала, записанного с помощью цифрового осциллографа;
2. Нахождение локальных максимумов и минимумов кривой изменения напряжения;
3. Расчет энергии СВ.

Метод исследования был основан на ступенчатом повышении напряжения (шаг 30 - 50 В) с помощью высоковольтного источника через испытуемый конденсатор. Время выдержки составляло ~ 1 минуту на шаг. Изменение напряжения в момент пробоя диэлектрика измерялось цифровым осциллографом с помощью высоковольтного пробника и опцией сегментированной памяти. Осциллограмма сохраняется в формате CSV. Данный файл импортируется в программу для дальнейшей обработки. Каждые 15 – 20 актов СВ испытуемый конденсатор отсоединялся от экспериментальной ячейки и измерялись его параметры: емкость, диэлектрические потери и сопротивление изоляции.

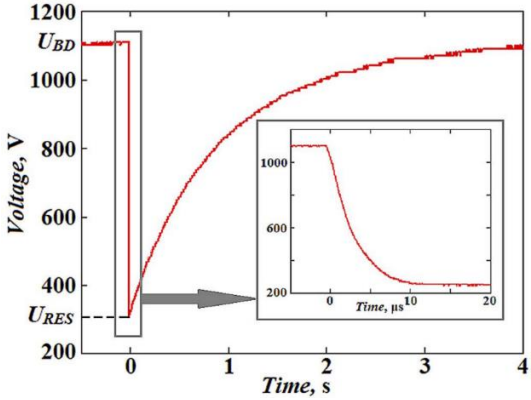


Рисунок 1 – Типичная осциллограмма напряжения в процессе СВ [1]

ПО разрабатывалось на основе Python с использованием сторонней библиотеки SciPy. В связи со значительной "шумностью" осциллограмм потребовалась дополнительная фильтрация сигнала. На первом этапе, для нахождения пиков (локальных максимумов и минимумов) применяется функция scipy.signal.find_peaks(). Найденные пики соответствуют трем условиям:

1. Локальный максимум должен непосредственно предшествовать локальному минимуму.
2. Локальный минимум должен следовать непосредственно за локальным максимумом.

3. Разность соответствующих напряжений должна превышать пороговое значение, задаваемое пользователем.

Энергия самовосстановления рассчитывалась по формуле:

$$W_{SH} = \frac{C_X \left(U_{BD}^2 - U_{RES}^2\right)}{2}, \quad (1)$$

где U_{BD} – напряжение пробоя диэлектрика, U_{RES} – напряжение завершения процесса самовосстановления, C_X – емкость исследуемого конденсатора [2,3]. Емкость задается исследуемого конденсатора пользователем. Типичная осциллограмма напряжения в процессе СВ представлена на рисунке 1.

В результате программа формирует файл Excel, который содержит исходные параметры – конечные и начальные напряжения, варьируемые ёмкости образца и расчетный параметр – энергия СВ. Результаты обработки экспериментальных данных предоставлены на рисунке 2.

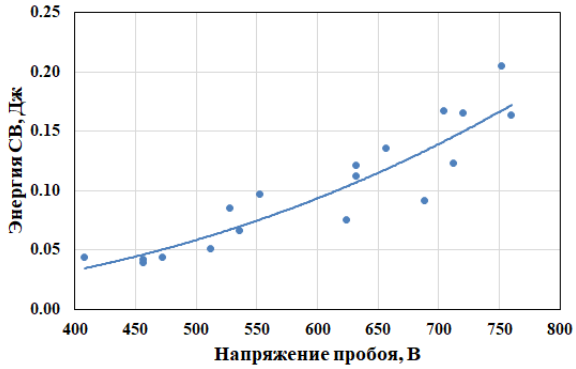


Рисунок 2 – Зависимость энергии СВ от напряжения пробоя

Выводы. Было разработано программное обеспечение для автоматизации обработки экспериментальных данных. В настоящее время программное обеспечение используется в исследовании влияния конструктивных элементов на развитие процессов СВ.

ЛИТЕРАТУРА

1. Belko V.O., Emelyanov O.A., Ivanov I.O., Plotnikov A.P., Feklistov E.G. Application of Numerical Simulation for Metallized Film Capacitors Electrodes Design // IEEE Access. – 2021. – Vol. 9.

2. Belko V.O., Emelyanov O.A., Ivanov I.O., Plotnikov A.P. Self-Healing Processes of Metallized Film Capacitors in Overload Modes – Part 1: Experimental Observations // IEEE Transactions on Plasma Science. – 2021. – Vol. 49.

3. Белько В.О., Емельянов О.А., Иванов И.О. Процессы самовосстановления пленочных конденсаторов в форсированных режимах // Проблемы региональной энергетики. – 2017. – Т. 34, №2.

УДК 621.311.4–52

А.А. Зайцев, Д.П. Пушкарь, С.О. Попов
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

ПРИМЕНЕНИЕ ЦИФРОВЫХ ДВОЙНИКОВ ДЛЯ ДИАГНОСТИКИ МИКРОПРОЦЕССОРНЫХ УСТРОЙСТВ РЗА

Введение. В ходе данного исследования рассматриваются способы реализации цифровых двойников микропроцессорных устройств РЗА, предназначенных для их тестирования и наладки, путем моделирования аварийных процессов.

Актуальность. В процессе разработки и внедрения микропроцессорных терминалов РЗА возникает необходимость тестирования не только отдельных его компонентов, но и проведения комплексных испытаний в условиях, максимально приближенных к условиям работы защищаемого объекта. [1] Комплексное тестирование позволяет не только проверить правильность работы отдельных функций и измерительных органов устройства, но и убедиться в корректности алгоритмов взаимодействия всей системы защиты и автоматики объекта, а также проверить корректность задания уставок и настроек защиты для различных режимов защищаемого объекта.[2] General Electric Digital в 2019 году называла цифру в 1,2 млн цифровых двойников в мире. По другим прогнозам, в ближайшие пару лет рынок цифровых двойников достигнет $16 млрд.[3]

Цель исследования. Реализация и анализ работы модели цифровых двойников устройств РЗА при моделировании различных аварийных ситуаций в энергосетях. Объектом исследования является цифровой двойник устройства РЗА, а предметом исследования является правильность работы микропроцессорных блоков в энергосетях, путем моделирования аварийных ситуаций. С учетом поставленной цели в исследовании решались следующие задачи:

1. Реализация модели цифрового двойника микропроцессорного устройства.
2. Организация связи между функциональными блоками терминалов в модели.
3. Реализация средств наблюдения и анализа за экспериментами.
4. Формирование массивов данных аварийных событий в энергосистеме и их загрузка в модель цифрового двойника.
5. Анализ правильности работы микропроцессорных устройств.

Для удобства разработки и налаживания в цифровом программировании используется метод декомпозиции, когда типовые функциональные узлы создаются и изменяются в виде одной функции. Логика микропроцессорного блока состоит из нескольких функциональных групп – функций, состоящих из одинаковых структурных блоков, различающихся логической частью защит или измерений.

Для реализации модели устройств РЗА было выбрано программное обеспечение программы LabVIEW. Как и реальный терминал программа состоит из нескольких модулей (рисунок 1). Данные поступают на модель из загружаемых файлов или из модели, моделирующую работу защищаемого объекта. Сигналы обрабатываются измерительной и логической частью терминала и защит, формируя на выходе с каждого блока и между блоками общую базу данных устройства, содержащую Comtrade-файлы, журнал событий и осциллограммы аварий, по которым можно получить значение всех сигналов в любой функциональной части терминала.

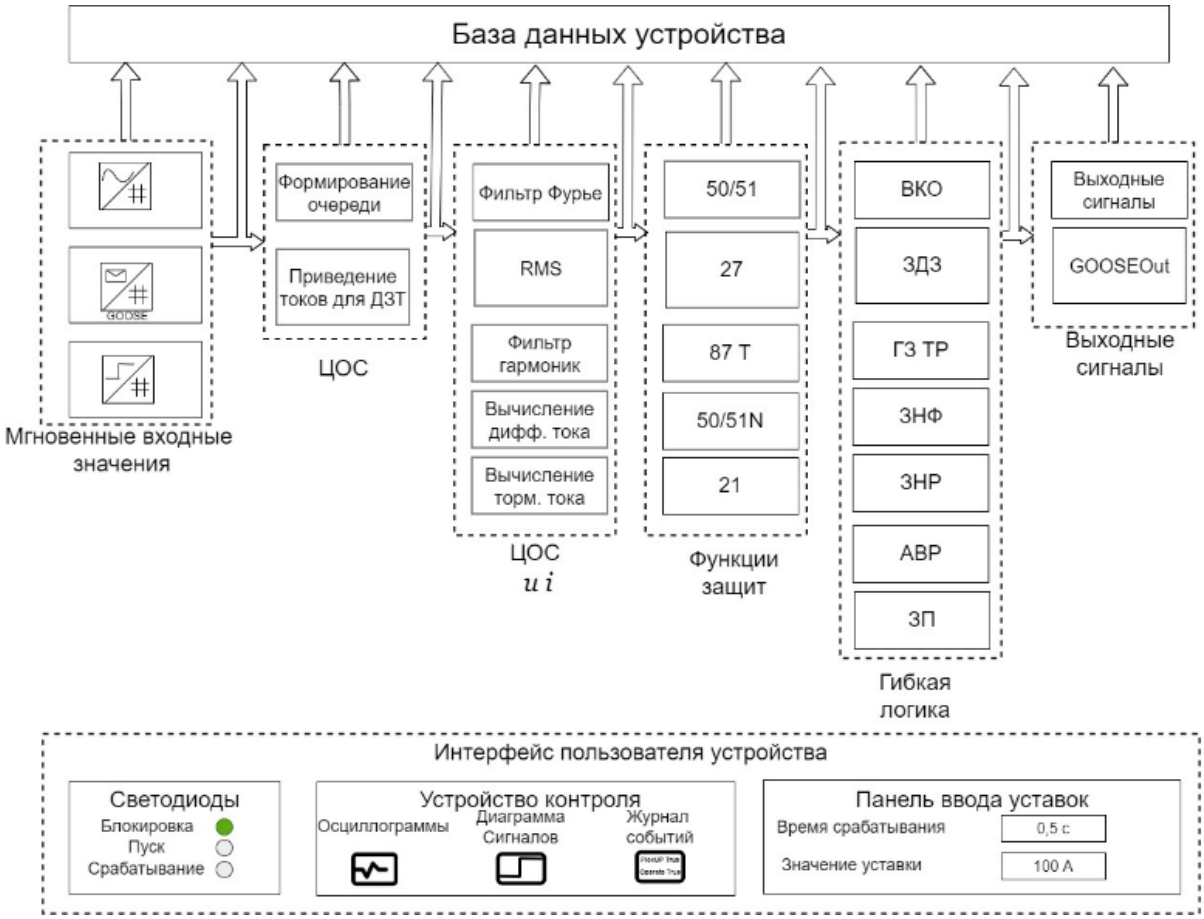


Рисунок 1 – Структурная схема терминала защиты

Для взаимодействия пользователя с моделью предусматривается внешний интерфейс и средства контроля за экспериментами, на котором отражены значения измеренных величин, логические сигналы, уставки защиты и выходные дискретные сигналы (рисунок 2).

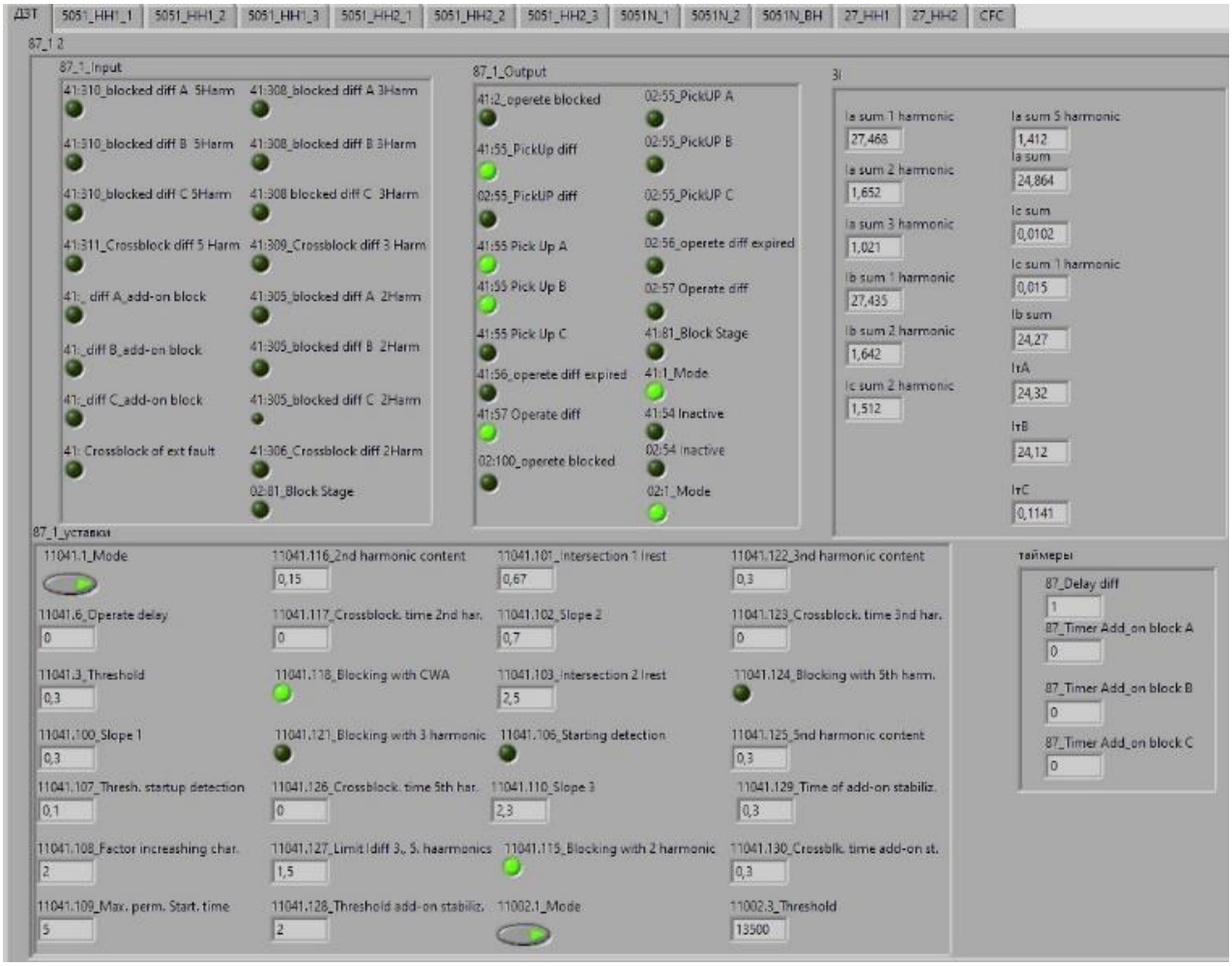


Рисунок 2 – Интерфейс пользователя

Выводы. В ходе исследования был реализован цифровой двойник устройства РЗА. Цифровой двойник был проверен и соответствует работе реальных устройств. Главным преимуществом цифрового двойника системы РЗА является возможность обеспечить наблюдение за внутренними сигналами микропроцессорного устройства в процессе развития аварийного события, а также возможность изменения уставок, гибкой логики и параметров самой системы. Что позволит повысить эффективность процессов и систем, отследив все сбои еще до пуска и обнаружить проблему или уязвимость до того, как оборудование поступит в эксплуатацию. Дальнейшими шагами являются наработка вариаций аварийных событий на различных объектах и исследование возможностей взаимодействия с реальными терминалами и использовать модель в системе SCADA, которая позволит реализовать системы контроля и мониторинга за реальной эксплуатируемой системой.

ЛИТЕРАТУРА

1. Безхмельницын Д.А. Разработка цифровых двойников ПС. // Электроэнергия. Передача и распределение 2022г. №24.
2. Подшивалина И.С, Кержаев Д.В, Алексеев А.В., Шамис М.А, Законьшек Я.В. Комплексное тестирование цифровой подстанции с использованием симулятора RTDS. // Цифровая подстанция 2019г. №12.
3. https://trends.rbc.ru/trends/industry/6107e5339a79478125166eeb

УДК 621.311

Д.С. Чебыкин, А.В. Богданов, С.О. Попов
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

АВТОМАТИЗАЦИЯ РАСЧЁТА УСТАВОК СТУПЕНЧАТЫХ ЗАЩИТ

Введение. Расчёт уставок срабатывания комплектов ступенчатых защит включает в себя большое количество разнообразных расчетов и проверок, а также аналитическую деятельность. Правильный выбор параметров срабатывания микропроцессорных (МП) устройств РЗА является важным фактором повышения процента правильных действий устройств РЗА в аварийных режимах [1]. С развитием технологий задачи, выполняемые проектировщиком, постепенно автоматизируются.

Актуальность. Несмотря на высокий уровень прогресса в области проектирования релейной защиты, расчет уставок ступенчатых защит и их согласование до сих пор является трудоёмким процессом. В системах сложной конфигурации процесс расчета сводится к многократному повторению однотипных действий, занимающих большое количество времени и сил проектировщика.

Цель исследования. Поиск способа, позволяющего автоматизировать процесс расчета и согласования уставок ступенчатых защит. С учетом поставленной цели в исследовании решались следующие задачи:

1. Автоматизирование выбора расчётных режимов;
2. Автоматизирование согласования уставок ступенчатых защит.

Проблематика выбора уставок заключается во множестве режимных состояний схем, определяющихся не только положением выключателей, но и положением заземленных нейтралей разъединителей, влиянием состояния энергосистемы и двигательных нагрузок. Для расчёта уставок важен не столько суммарный ток КЗ и определение пиковых значений токов, как токораспределение и коэффициенты токораспределения, позволяющие согласовать уставки разных комплектов защит.

Под словом «расчёт» подразумевается не только выбор и согласование уставок, но и выбор типов защит. Случаются ситуации, при которых необходимо сочетание нескольких типов ступенчатых защит, например дистанционной (ДЗ) и токовой защиты нулевой последовательности (ТЗНП) в одной системе. Также, в результате проектирования возможно появление нескольких групп уставок, с их синхронизированным переводом на множестве объектах. Проектировщику же необходимо согласовать все вручную.

На сегодняшний день исключить участие эксперта (проектировщика) невозможно, так как есть вопросы, не имеющие однозначного критерия, такие как вероятность переходных сопротивлений [2]. Также существует вероятность, что наша защита не сработает в той или иной ситуации. Одной из существенных проблем при проектировании является отсутствие у проектировщиков необходимого объема достоверных исходных данных о процессах,

происходящих в защищаемых электрических цепях и устройствах [3]. Многие электромагнитные переходные процессы, вызванные работой устройств гибкого регулирования перетоков мощности сложно описать математические теми же методами, что заложены в основу работы измерительный органов комплектов ступенчатых защит.

Расчет должен сочетать в себе как автоматические алгоритмы, так и автоматизированные средства расчёта, удобный интерфейс, который быстро и наглядно предоставляет информацию пользователю. Стремиться к полной автоматизации – наивная, на данный момент, цель. Участие человека в расчётах сохраняется, но необходимо максимально автоматизировать этот процесс и, как минимум, исключить рутинную инженерную работу.

На сегодняшний день представляется возможным использовать для решения данных задач программный комплекс PSS Sincal, от компании Siemens, который включает в себя различные модули, такие как: модуль расчёта нормального режима, модуль расчёта переходных процессов, модуль расчёта коротких замыканий, модуль анализа защит, модуль PSS Netomac с функцией гибкого моделирования.

Наиболее наглядно процесс автоматизации можно продемонстрировать при работе с блоком анализа защит. Для начала необходимо составить однолинейную схему исследуемой сети с помощью встроенного редактора. Используя каталожные данные, создается достаточно точная математическая модель системы, после чего на схему добавляется релейная защита, включая измерительные трансформаторы, с заданием всех необходимых параметров. Затем, выбирая место и тип повреждения, появляется возможность произвести анализ защит. Результаты анализа приводятся в таблице (рисунок 1), которая показывает селективность срабатывания всех защит в системе (излишнего срабатывания или не срабатывания). Также в данном модуле есть возможность моделирования отказов некоторых блоков защит. Основываясь на этих результатах, проектировщик может оценить корректность своих расчетов, и, в случае необходимости, исправить. Это значительно уменьшает время поиска проблемы и её исправления. Работа с модулем PSS Netomac требует знания основ программирования. В данном модуле можно реализовать алгоритмическую часть (программный код), которая бы позволяла осуществлять автоматизированные выбор расчётных режимов. Что также увеличивает скорость выбора уставок.

6 Трассы, 6 Селективность, 0 Не ликивдировано, 0 Отказы, 0 Излишние, 0 Не рассчитывается, tclear [s]

Зоны	Начало	Конец	Начало	10 %	20 %	30 %	40 %	50 %	60 %	70 %	80 %	90 %	Конец
Зона 1	ОС 1	N86	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63
Зона 2	ОС 3	N89	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63
Зона 3	ОС2	N90	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63
Зона 4	ОС4	N91	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63

Рисунок 1 – Результаты анализа селективности защит

Однако даже в данном комплексе, на сегодняшний день, не реализовано построение кривых спадания токов, которые используются для выбора уставок ТЗНП и ДЗ. Если программа сможет работать с этими кривыми, то скорость проверки уставок возрастёт в разы. Кроме того, PSS Sincal ограниченно поддерживает реализацию логики работы защит сторонних производителей, взаимные связи между устройствами (например, блокирующие сигналы) и т.п.

Выводы. Использование программного комплекса PSS Sincal, конкретно блоков «анализ защит» и «Netomac», позволяет облегчить и ускорить выборы уставок ступенчатых защит.

ЛИТЕРАТУРА

1. Методические указания для выбора параметров настройки и срабатывания МП устройств РЗА оборудования 6-35 кВ объектов ЕНЭС: СТО ПАО «ФСК ЕЭС», 2020 – 130 с.
2. Методические указания по расчёту и выбору параметров настройки (уставок) микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики производства ООО НПП «ЭКРА», «ABB», «GE Multilin», «Alstom Grid»/«AREVA» для воздушных и кабельных линий с односторонним питанием напряжением 110-330 кВ: СТО ОАО «ФСК ЕЭС», 2015 – 356 с.
3. П.А. Белозёров, Т.Ю. Шевченко Автоматизация проектирования релейной защиты автотрансформаторов// Молодой исследователь Дона – 2020 №6(27).

УДК 004.4

А.Ш. Сабирзянова, А.А. Шакиров, Н.А. Юдина
Казанский государственный энергетический университет

АНАЛИЗ МОБИЛЬНЫХ ПЛАТФОРМ С ЦЕЛЬЮ РАЗРАБОТКИ МОБИЛЬНЫХ ПРИЛОЖЕНИЙ ДЛЯ ЭНЕРГЕТИКИ И ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Введение. Сегодня создание мобильных приложений стало одним из самых прибыльных видов бизнеса. Среди населения появляется все больше и больше мобильных устройств. Поэтому каждая организация, бизнес и компания стремится иметь собственное мобильное приложение.

Актуальность. При разработке мобильного приложения разработчик в первую очередь сталкивается с проблемой выбора операционной системы для мобильного приложения [1]. Правильный выбор операционной системы влияет на дальнейшее развитие приложения.

Цель исследования. Существует несколько десятков самых популярных операционных систем, используемых в настоящее время на рынке мобильных устройств [2, с. 180]. В данной работе будет проведен анализ нескольких из них. Компания Samsung поддержала разработку операционной системы Tizen, благодаря чему данная операционная система получила особую известность. Эта операционная система с открытым исходным кодом основана на ядре Linux. Tizen поддерживается некоммерческим консорциумом развития Linux Foudation и рядом крупных компаний, которые являются членами консорциума Tizen Association [3]. Это одна из многообещающих альтернатив Android. Tizen предназначена для смартфонов, планшетов, ПК и других устройств и работает на процессорах с архитектурами ARM и x86. Первоначально Tizen задумывалась

как операционная система, разработка которой осуществлялась исключительно с помощью веб-технологий. Эта идея не нова и уже использовалась в webOS, а затем в Google Chrome OS. Этот подход оставил определенный отпечаток на текущем состоянии Tizen. Например, браузер Tizen имеет высочайший уровень поддержки стандартов HTML5. Эта операционная система может похвастаться такими особенностями, как мгновенная реакция системы, то есть отсутствие тормозов, время автономной работы в течение относительно длительного периода времени, возможность подключения к компьютеру в режиме массового хранения данных, огромные возможности разработки, активное развитие операционной системы [4]. Независимо от ряда преимуществ, эта платформа используется только на устройствах Samsung. Windows Phone – мобильная операционная система, разработанная Microsoft в 2010 году. Операционная система является преемницей Windows Mobile, хотя и не совместима с ней и имеет совершенно новый интерфейс. Windows Phone больше ориентирован на потребительский рынок, чем на корпоративный. Одним из недостатков системы является ограниченная возможность передачи данных для персональных компьютеров. Другим недостатком является невозможность установки приложений на SD-карту памяти [3]. К сожалению, на данный момент работа над дальнейшим развитием системы остановлена, и возобновления ее не ожидается. Время существования операционной системы IOS началось с первого появления iPhone в 2007 году, и с тех пор платформа неоднократно обновлялась. В отличие от Android, Apple уделяет больше внимания производительности, чем внешнему виду.

Преимущества заключаются в следующем:

- единый интерфейс для всех устройств и приложений;
- безопасность, так как вероятность заражения гаджета вирусом довольно низки;
- облачное хранилище, автоматическое резервное хранилище [2];
- высокое качество программного обеспечения, постоянные обновления;
- высокая скорость работы;
- голосовое управление Siri [2].

Несмотря на широкое использование гаджетов этой компании, при рассмотрении данной операционной системы для разработки мобильных приложений необходимо учитывать такие ее недостатки, как:

- невозможность замены или удаления стандартных приложений;
- закрытая файловая система;
- ограниченное использование программного обеспечения.

Операционная система Android – это открытая платформа для смартфонов и планшетов, не привязанная к конкретному устройству. Широкий спектр устройств, от эконома до премиум-класса, производится на базе Android. Первая версия платформы была выпущена в 2008 году, после чего было выпущено несколько обновлений системы, которая используется большинством производителей смартфонов и планшетов. Операционная система Android

основана на ядре Linux [3]. Помимо смартфонов и планшетов, Android OS работает и на других устройствах: электронных книгах, нетбуках, наручных часах, телевизорах и очках (Google Glass). Преимущества смартфона под управлением этой операционной системы:

– открытый исходный код, благодаря которому вы можете создать собственное приложение;

– многозадачность, высокая производительность;

– облачное хранилище, голосовое управление;

– поддержка нескольких рабочих столов;

– возможность получить необходимую информацию;

– прямой доступ к социальным сетям, таким как Twitter и "ВКонтакте".

Недостатки этой операционной системы:

– обилие настроек;

– быстрое потребление энергии батареи;

– несовместимость обновлений [1], [3].

Выводы. Несмотря на свои недостатки, на сегодняшний день операционная система Android остается самой распространенной системой для мобильных устройств. Для доказательства данного утверждения достаточно обратиться к статистике наиболее распространенных мобильных ОС в Российский Федерации. Согласно ей, за период с марта 2019 г. по март 2020 г., предоставленной сайтом Statcounter, можно сделать вывод, что более 73% мобильных платформ является Android, IOS – более 25%, Windows – около 0,5% и 1,5% – другие системы.

ЛИТЕРАТУРА

1. Мобильная операционная система – Mobile operating system – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://ru.qwe.wiki/wiki/Mobile_operating_system

2. Брозгунова Н. П. и др. Обзор актуальных средств и методик разработки мобильных приложений //Наука и Образование. – 2021. – Т. 4. – №. 2.

3. Ахметов А. К. Операционная система Android: история создания и развития. Разработка приложений для платформы Android. – 2017 [Электронный ресурс].

4. Гуляева С. А., Белов Ю. С. Разработка и анализ сервиса для оптимизации энергоэффективности мобильных платформ //E-Scio. – 2021. – №. 5 (56). – С. 56-63.

5. Iljin, I. V. Modern approaches education in software engineering / I. V. Iljin, O. Yu. Ilyashenko, S. V. Shirokova. – Санкт-Петербург : Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования "Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого", 2019. – 255 p.

УДК 004.896

Ч.Р. Алеева, А.К. Синичкина, Н.А. Юдина
Казанский Государственный Энергетический Университет

ИСКУССТВЕННЫЙ ИНТЕЛЛЕКТ В ЭНЕРГЕТИЧЕСКОМ СЕКТОРЕ

Введение. Во всем мире энергетический сектор сталкивается с рядом проблем, для решения которых необходимо внедрение современных технологий,

которые помогают в улучшении управления, повышении эффективности и увеличении использования возобновляемых источников энергии.

Актуальность. Проблемы использования энергии в некоторых странах мира имеют катастрофические масштабы, в результате которых огромное количество людей не имеют доступа к электричеству.

Цель исследования. Изучение влияния использования искусственного интеллекта и связанные с ним технологии в энергетическом секторе. Объектом исследования являются технологии искусственного интеллекта в сфере энергетики. Предметом исследования является влияние технологий на решение основных проблем энергетического сектора. С учетом поставленной цели в исследовании решались следующие задачи:

1. Анализ проблем энергоснабжения;
2. Пути решения проблем с помощью внедрения технологий ИИ;
3. Влияние ИИ на сферу энергетики.

Использование искусственного интеллекта в энергетическом секторе может иметь решающее значение, поскольку чистая, дешевая и надежная энергия необходима для развития. При их тщательном проектировании системы ИИ особенно полезны для автоматизации рутинных и структурированных задач, позволяя людям решать проблемы завтрашнего дня. Около миллиарда людей по сей день имеют ограниченный доступ к энергии, что является фундаментальным препятствием на пути к прогрессу [1]. Всеобщий доступ к недорогим, надежным и устойчивым современным источникам энергии является одной из Целей устойчивого развития. Искусственный интеллект может сократить потери энергии, снизить затраты на энергию, а также упростить и ускорить использование чистых возобновляемых источников энергии в электрических сетях по всему миру. ИИ также может улучшить планирование, эксплуатацию и контроль энергосистем. Таким образом, технологии ИИ тесно связаны со способностью обеспечивать чистую и дешевую энергию, необходимую для развития. Согласно отчету Международного энергетического агентства (МЭА) за ноябрь 2019 года, около 860 миллионов человек во всем мире не имеют доступа к электричеству. Около трех миллиардов человек готовят пищу и отапливают свои дома, используя открытый огонь и простые печи, работающие на керосине, биомассе или угле. Более четырех миллионов человек преждевременно умирают от болезней, связанных с бытовым загрязнением воздуха. По этим причинам обеспечение энергией выходит за рамки простого энергоснабжения: оно имеет решающее значение для здоровья и безопасности человека [2]. Возобновляемые источники энергии будут играть важную роль в расширении доступа к электроэнергии, что является одной из Целей ООН в области устойчивого развития (ЦУР). По данным Всемирного банка, глобальный уровень электрификации в 2017 году составил 88,9 процента. С точки зрения устойчивости, хотя доля энергии из возобновляемых источников (включая гидроэлектростанции) выросла с 16,6 процента в 2010 году до 17,5 процента в 2016 году, они еще не достигли широкого распространения. Отчасти это связано

с тем, что возобновляемые источники энергии представляют собой особую проблему для энергосистемы из-за их прерывистости и сложности планирования в режиме реального времени [3]. Скорость, надежность и относительная нечувствительность инструментов ИИ к зашумленным или отсутствующим данным могут решить эту проблему за счет улучшения планирования, эксплуатации и контроля энергосистемы. При этом ИИ может способствовать интеграции возобновляемых источников энергии в энергетические системы для создания гибридных низкоуглеродных энергетических систем.

Выводы. Таким образом, переход на возобновляемые источники энергии может происходить гораздо быстрее с использованием ИИ. Избыточная солнечная или ветровая энергия накапливается в периоды низкого спроса и используется, когда потребность в энергии высока. В результате ИИ может повысить надежность солнечной и ветровой энергии за счет анализа огромных объемов метеорологических данных и использования этой информации для прогнозирования и принятия решений о том, когда собирать, хранить и распределять энергию ветра или солнца. С другой стороны, ИИ также используется в интеллектуальных сетях, чтобы помочь сбалансировать сеть. ИИ анализирует сеть до и после поглощения прерывистых блоков и учится на этом, чтобы помочь уменьшить перегрузку и сокращение возобновляемых источников энергии. Наиболее заметным в энергетическом и климатическом пространстве является влияние ИИ на то, как подается энергия. Это потому, что более интеллектуальные системы энергоснабжения, по сути, сдвигают кривые предложения наружу. Они берут ресурсы, которые трудно достать, и снижают стоимость. Например, системы машинного обучения могут улучшить способность картировать и понимать размер и ценность подземных месторождений нефти и газа, что, в свою очередь, упрощает добычу этих ресурсов с меньшими затратами. Та же логика применима не только к традиционным углеводородам, составляющим основу мировой энергетической системы, но и к новым неуглеводородным вариантам энергоснабжения. Например, обучение с помощью ИИ проектированию и эксплуатации ветряных и солнечных электростанций может сделать эти системы намного более эффективными в том, как они используют финансовые ресурсы (то есть капитал) и производят электроэнергию. В случае с ветряными электростанциями головку турбины можно активно ориентировать, чтобы улавливать большую часть входящего ветра, что уже давно выполнимо и может быть сделано более эффективно с помощью машинного обучения. Подобное обучение может улучшить качество прогнозирования солнечной активности, например, привести к более точным прогнозам на сутки вперед и на час вперед того, как облака и другие погодные образования влияют на выход солнечной энергии. В свою очередь, более точные прогнозы могут упростить и сделать более прибыльными участие солнечных генераторов на рынках электроэнергии.

ЛИТЕРАТУРА
1. Баринова В.А., Девятова А.А., Ломов Д.Ю. Роль цифровизации в глобальном энергетическом переходе и в российской энергетике // Вестник международных организаций. 2021. Т. 16. № 4. С. 126–145
2. Ahmad T., Zhang D., Huang C., Zhang H., Dai N., Song Y., Chen H. (2021). Artificial intelligence in sustainable energy industry: Status Quo, challenges and opportunities // Journal of Cleaner Production. Vol. 289
3. Boza P., Evgeniou T. (2021). Artificial intelligence to support the integration of variable renewable energy sources to the power system // Applied Energy. Vol. 290.
4. Energy evolution: Forecasting the development of non-conventional renewable energy sources and their impact on the conventional electricity system. Golubev, V.A., Verbnikova, V.A., Lopyrev, I.A., Novikova, O.V., Konnikov, E.A. Sustainability (Switzerland), 2021, 13(22), 12919

УДК: 620.91:004.942

К.В. Белов
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

ОПТИМИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА ВЫБОРА КОЛИЧЕСТВА ГИДРОАГРЕГАТОВ МИКРО-ГЭС

Аннотация. В данной статье предлагается метод многокретериальной оптимизации для определения оптимального количества агрегатов гидроэлектростанции на примере реки Фиагдон в республике Северная Осетия – Алания.

Актуальность. Основным препятствием при строительстве гидроэлектростанции является понимание того, сколько она будет стоить. Стоимость гидроагрегатов занимает большую часть в инвестиционных затратах малых ГЭС [1], и проблема определения их оптимального количества, является одной из задач, с которой сталкиваются при строительстве такого типа станций.

Методы исследования. В качестве алгоритма оптимизации используется генетический алгоритм [2]. Годовая выработка энергии и инвестиционные затраты рассматриваются как целевые функции, а количество генераторных установок (n) и номинальный расход турбины (QT) являются входными параметрами.

Цели исследования. Предложить процедуру многокритериальной оптимизации для оптимального размера гидроэлектростанций; исследовать влияние переменных решения на целевые функции. Определить наилучшие компромиссы между годовой выработкой энергии и инвестиционными затратами гидроэлектростанции.

Используя гидрологические ежегодники и данные по среднегодовым расходам реки Фиагдон, с помощью [3] была построена кривая обеспеченности и определены четыре характерных расхода $Q_{75\%} = 0{,}062\ м^3/с$, $Q_{50\%} = 0{,}163 м^3/с$, $Q_{25\%} = 0{,}494\ м^3/с$, $Q_{ср} = 0{,}503\ м^3/с$. Напор Нетто в месте потенциального расположения ГЭС $H_{Нетто} = 150$ м.

Формула годовой выработки электроэнергии [4] представлена в (1):

$$E = \sum_{d=1}^{365} \eta_т \eta_г \rho g Q_т H_{Нетто}, \quad (1)$$

где ρ — плотность воды, g — ускорение свободного падения, $H_{Нетто}$ —напор Нетто, $Q_т$ — средний суточный расход турбины в конкретный день, $\eta_т$ и $\eta_г$ - КПД турбины и электрогенератора соответственно. В исследовании были использована модель, разработанная в [5] для оценки инвестиционной стоимости малых ГЭС. Эта модель зависит не только от выходной мощности (кВт) и полного напора (м), но и от количества генераторных установок (n).

Цель состоит в том, чтобы максимизировать годовое производство энергии (2) и минимизировать инвестиционные затраты (3) одновременно для n гидроагрегатов. Количество генераторных установок (n) и номинальный расход турбины (Q) составляют две переменные для оптимизации:

$$F_1 = \max\{\sum_{d=1}^{365} \eta_т \eta_г \rho g Q_т H_{Нетто}\} \quad (2)$$

$$F_2 = \min\{C_{inv}(H_{Нетто}, P, n)\} \quad (3)$$

где $C_{inv}(H_{Нетто}, P, n)$ — инвестиционные затраты на установку гидроагрегатов, описанные в [5]. P – мощность гидрогенератора.

Результаты. Полученное множество Парето представлено на рисунке 1. Решение А обеспечивает наименьшую годовую выработку энергии и наименьшие инвестиционные затраты. Аналогичным образом, решение С предлагает самую высокую годовую выработку. Среднее решение В обеспечивает промежуточные инвестиционные затраты и годовую выработку энергии.

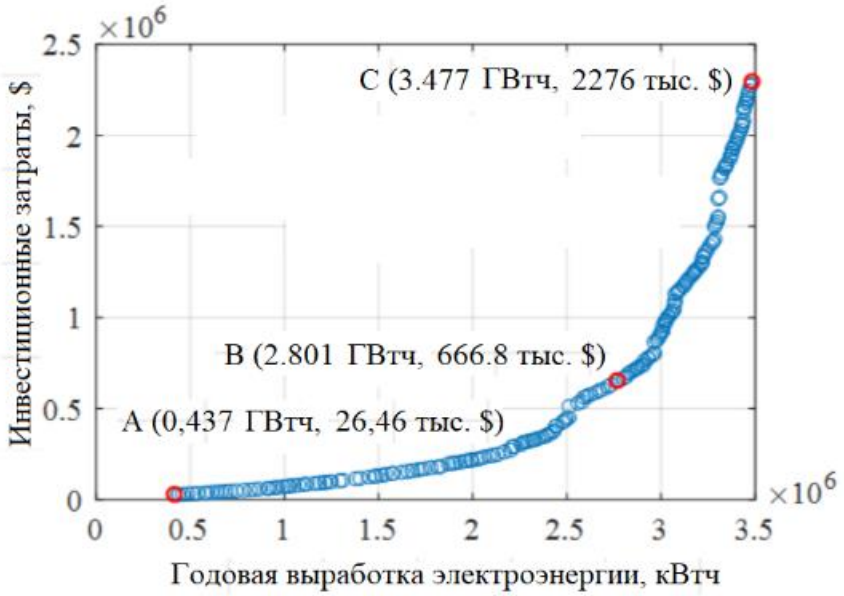


Рисунок 1 – Результаты оптимизации инвестиционных затрат для гидроэлектростанции на р. Фиагдон.

В Таблице 1 количество оптимальных решений, диапазоны изменения номинального расхода турбины, инвестиционных затрат, годовой выработки энергии и инвестиционных затрат на кВтч представлены в зависимости от количества гадроагрегатов ($n = 1, 2, 3$ или 4).

Таблица 1: Полученные значения множества Парето

	$n=1$	$n=2$	$n=3$	$n=4$
Количество решений	91	45	30	34
Номинальный расход турбины, м^3/с	0,037-1,369	0,398-1,056	0,475-0,715	0,423-0,643
Инвестиционные затраты, тыс $	26,46-449	512,9-1,08	1,131-1,549	1,652-2,276
Годовая выработка э/э, ГВтч	0,437-2,509	2,512-3,075	3,074-3,305	3,305-3,477
Приведенные инвестиционные затраты	0,066-0,181	0,205-0,355	0,366-0,471	0,511-0,645

Выводы. В процессе исследования был разработан алгоритм, позволяющий при известных расходах в реке и задаваемом количестве гидроагрегатов, определять оптимальные значения выработки электроэнергии и инвестиционных затрат. Отметим, что самые низкие инвестиционные затраты на кВт·ч достигаются при количестве гидроагрегатов $n=1$, и составляют от 0,066 до 0,181 $/кВт·ч. Разработанная модель может быть использована в качестве инструмента для определения оптимальной конфигурации проектируемых, а также реконструкции существующих микро-ГЭС.

ЛИТЕРАТУРА

1. Морозов А. А. Использование водной энергии. – М.: Госэнергоиздат, 1948. – 570 с.
2. Кузнецов А. В., Сакович В. А., Холод Н. И. .Высшая математика. Математическое программирование. – СПб.: Издательство «Лань», 2013. – 352 с.
3. Большев Л. Н., Смирнов Н. В. Таблицы математической статистики. – М.: Наука. Главная редакция физико-математической литературы, 1983. – 416 с.
4. Малинин. Н. К. Теоретические основы гидроэнергетики. – М: Энергоатомиздат, 1985. – 312 с.
5. S. K. Singal and R. P. Saini, Cost analysis of low-head dam-toe small hydropower plants based on number of generating units. – Energy Sustain Dev., 2008, vol. 12, no. 3, pp. 55-60, Available at: http://dx.doi.org/10.1016/S0973-0826(08)60439-1.

УДК 620.9

П.С. Битяков[1], Н.А. Юдина[2]
[1] Казанский Государственный Энергетический Университет
[2] ФГБОУ ВО «КГЭУ»

ОСОБЕННОСТИ IT-ТРАНСФОРМАЦИИ В СФЕРЕ ТЕПЛО- И ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ТАТАРСТАНА

Введение. Республика Татарстан – одна из первых в списке регионов, зависимых от теплоэнергетики страны. Свидетельством этого служат объёмы выработки энергосистемы в 2021г., которые составили 19 773 млн. кВт/ч за период с 1 января по 30 сентября. В сравнении с предыдущим 2020 годом этот показатель оказался выше почти на 15%[1]. Таким образом, система тепло-электроэнергетики Татарстана внедрена в электрические и компьютерные системы, которые могут руководиться посредством инновационного и технологического управления. Поддержание четкого оперативно-информационного сотрудничества среди субъектов рынка и исполнения каждым

из них конкретных индивидуальных функций позволяет выдерживать качество и стабильность предоставления электроэнергии потребителям в рамках постоянно модернизируемой энергетической системы.

Актуальность. Действительно быстрые темпы роста в российской энергетике могут быть следствием внедрения и синхронизации новых средств автоматизации и цифровизации. В результате инновационного подхода к совершенствованию тепло и электроэнергетики в Татарстане может быть обеспечена безопасность производства, оптимизазия процессов и сокращение затрат, которые раньше могли быть направлены на исправление состояния технической инфраструктуры.

Цели и задачи работы состоит в рассмотрении и анализе осуществленных и планируемых методов цифровизации тепло и электроэнергетики, а также в определении положительных и негативных аспектах технологических решений на разных стадиях развития отрасли.

Методами исследования вопроса цифровизации стали анализ публикаций электронных журналов и газет, результаты статистических данных крупных предприятий, оценка ретроспективного опыта отдельных компаний, рассмотрение индивидуальных особенностей отрасли.

IT и другие технологические направления остаются актуальными и по сегодняшний день, так как на многих предприятиях ТЭК в республике до сих пор используется оборудование 1950–1960-х гг. Датчики контроля и системы, предохраняющие устройства, могут быть не только не исправны, но и морально устаревшими. Отсюда и убытки производства, обусловленные простоями и потерей рабочего времени [2]. Человеческий фактор в данном случае выходит на первый план, и встает потребность в более объективных методах оценки состояния и работоспособности того или иного оборудования.

Внедрение новейших комплексов сбора данных и анализа, контролирующих функционирование имеющегося оборудования, поможет мгновенно распознавать перебои, в аварийном порядке защитить соседние оборудование, точно указывая на участки, требующие внимания.

Цифровизация электроэнергетики в России, следовательно и в республике Татарстан, берёт начало с программы «Цифровая экономика РФ» 2018 г., где были предложены пути развития, трансформации внедрения цифровых технологий [3]. В этой программе представлен план трансформации электроэнергетики к 2024 году, главной целью которого является внедрение цифровых сервисов для потребителей.

Модернизация электроэнергетики РТ предполагает создание целостной автоматизированной энергосистемы, поддерживающей новых методов зашиты внутри отрасли и производства. Компания "Профотек" и Сколковский институт науки и технологий разработали новый цифровой алгоритм работы систем контроля и защиты в электроэнергетике [4].

Инновационное изобретение сменит массивные установки. Основной и важный эффект – скорость обработки и передачи данных. Таким образом, в

случае аварийных ситуаций цифровая защита способна предупреждать и «обезвреживать» их более оперативно, а одновременное использование инновационных методов в «умных приборах» способствует точной и безопасной работе объектов теплоэнергетики.

ПАО «МТС» совместно с ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», одним из крупнейших предприятий сегмента «геологоразведки, добычи нефти и газа», запустили комплексный проект цифровизации производственной площадки на Павловском нефтегазовом месторождении [5]. Описываемое решение направлено в первую очередь на обеспечение дополнительных мер безопасности, а во вторую – на возможность удаленного управления бизнес-процессами на производстве.

«В любой производственной цепочке – как отмечает главный инженер Игорь Мазеин – самое приоритетное направление для нас — безопасность труда и соблюдение норм трудовой дисциплины. В этом помогут цифровые технологии. Их внедрение позволит защитить сотрудников, а также минимизировать производственные риски».

Однако, ввиду изменчивых условий «нишевым» игрокам пришлось уступить свои позиции перед крупными интеграторами, занимающимися долгое время не только энергетикой. В доходах универсальных крупных интеграторов доля проектов в энергетике может составлять от 4,8 до 13,7%.

Тотальный переход на «цифру», как показывает опыт, формирует потребность в дополнительных методах обслуживания, а также повышает риск информационной уязвимости. Подтверждением этого могут стать «Россети», которые подвергаются 30 тысячам атак в день. Это попытки с использованием разных технологичных устройств и сервисов растут. И уже 1,8 млрд руб. отнесены на затраты на мероприятия по улучшению киберзащиты.

Эта проблема регулируется введением новых стандартов безопасности: защищенные протоколы, цифровые сертификаты и подписи, внедрение криптографии и шифрования при работе с облачными хранилищами и другие. Готов ли ТЭК к подобным угрозам?

«Российский ТЭК готов к потенциальным цифровым угрозам. Предприятия постоянно контролируют состояние критической информационной инфраструктуры, проводят стресс-тестирование оборудования и систем, оперативно корректируют и внедряют новые технические решения - как аппаратные, так и программные», - сообщает Максим Янюшкин, руководитель проектов по электроэнергетике холдинга «Росэлектроника» госкорпорации «Ростех».

Вывод. В последние годы цифровизация в республике Татарстан сделала качественный шаг вперед: на сегодняшний день функционируют подстанции, где до 84% информации обрабатывается автоматически. Эти методы особенно актуальны для работ, которые могут стоить слишком дорого, чтобы реализовывать их вручную

ЛИТЕРАТУРА

1. «ИЗВУЗ. Проблемы энергетики»: https://www.energyret.ru/jour

2. Журнал Control Engineering – Россия: https://controlengrussia.com/otraslevye-resheniya/e-lektroe-nergetika/cifrovizacija-tjek/
3. Рекомендации комитета государственной думы по энергетике: http://komitet2-13.km.duma.gov.ru/Rabota/Rekomendacii-po-itogam-meropriyatij/item/16637855
4. INFOLINE журнал: https://infoline.spb.ru/upload/iblock/5fe/5feae031f1f41db255227529517b2c4b.pdf
5. Сайт МТС: https://moskva.mts.ru/about/media-centr/soobshheniya-kompanii/
6. Схемно-режимные особенности работы ВЭС параллельно с мощной энергосистемой / С. А. Иванов, А. А. Кузнецов, Г. А. Першиков, Ю. Г. Селезнев // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2020. – № 1(82). – С. 95-101.

УДК 519.711

А.В. Тарасюк, Е.П. Корсак
Белорусский национальный технический университет

ОЦЕНКА ИСПОЛЬЗОВАНИЯ АНАЛИТИКИ BIG DATA В ЭНЕРГЕТИЧЕСКОМ СЕКТОРЕ

Введение. Количество информации, поступающее каждый день, растёт с огромной скоростью. Если раньше объёмы информации измерялись в эксабайтах (ЭБ = 2^{60} байт) в год, то на данный момент речь идёт о зеттабайтах (ЗБ = 2^{70}байт). Однако из этого массива данных информационную ценность имеет лишь 1–5%. Для того чтобы структурировать получаемую информацию в 2008 был введён термин Big Data (большие данные). Наиболее важное значение данное определение получило в экономике, а главной отраслью по использованию технологий, работающих с большими данными, является энергетика.

Актуальность. На протяжении многих лет энергетический сектор сталкивается с большим количеством проблем, касающихся ограниченности запасов топливных ресурсов, вследствие этого увеличивается потребление энергии, и растёт спрос на альтернативные источники энергии. Важное значение имеет аналитика больших данных для повышения энергоэффективности и уменьшения энергопотребления. Прогнозируется, что в энергетической промышленности с 2021 по 2026 рынок аналитики больших данных будет увеличиваться в среднем на 11%.

Цель исследования. Оценить тенденцию массового использования цифровых технологий, обрабатывающих большие данные в энергетике. Определить перспективу развития аналитики Big Data в Республике Беларусь.

Аналитика Big Data на основе собранных дынных открывает ряд новых возможностей, которые позволяют:

1. Выявить источники сбоев энергетического оборудования.
2. Определить основные риски и принять обоснованное решение.
3. Прогнозировать спрос, способствующий росту рынка.
4. Осуществлять мгновенный пересчёт.
5. Быстро реагировать на возникающие проблемы.

Большие данные обычно описываются с помощью 5 “V”. Данные характеристики помогают описывать поступающие потоки данных и проводить наиболее точный анализ.

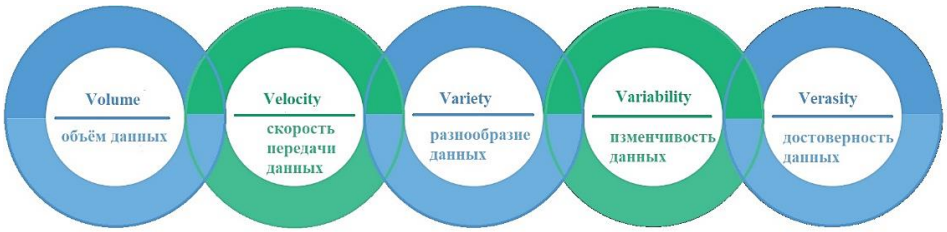


Рисунок 1 – Основные характеристики, определяющие Big Data [1]

Многие страны занимаются внедрением аналитики Big data в энергетический сектор, одной из таких стран является Польша. Для интеграции аналитики больших данных она использует такие технологии, как Hadoop и NoSQL. Компания Energa устанавливает умные счётчики, которые обслуживают около 250 тысяч клиентов. По планам компании установить ещё 4,5 млн. счётчиков, и используя аналитику Big data, разработать приложение по контролю энергопотребления.

Одной из крупнейших компаний Китая по обработке больших данных является ChinData. Она является частью China’s First Green Power Transaction (первого общенационального контракта Китая по зелёной энергетике). ChinData первая компания, которая с помощью анализа огромного массива данных установила чёткую дату перехода на нулевой выброс углерода. Технологию для повторного использования тепловой энергии разработала компания JD, дата-центры которой будут подключаться к схемам центрального теплоснабжения.

Республика Башкортостан проявляет инициативу по переходу к цифровой энергетике. Проблема коммерческих потерь (около 30% в год) из-за нелегальных подключений к электросетям дала начало новым кооперациям. 16 ноября 2021 года компания “МТС” и “Башкирэнерго” подписали соглашение о сотрудничестве. Основной целью является выявление потерь в электросетях. Чтобы осуществить данный проект, используется технология Big data и искусственный интеллект. С их помощью обнаруживают приборы, которые подают заниженные показания. Анализируя огромные потоки данных, полученных из Автоматизированной Системы Коммерческого Учёта Энергии (АСКУЭ), программы находят местоположение сомнительных приборов и направляют туда специалистов. По итогам было обнаружено множество счётчиков, занижающих показания в 7–10 раз. [2]

Эффективность использования аналитики Big Data доказана во всём мире. Республика Беларусь также рассматривает дальнейшие пути цифровой трансформации энергетики. Специалисты РУП “БелТЭИ” на основании нормативно-правовых актов и государственных программ разработали стратегию информатизации и цифровой трансформации ГПО “Белэнерго” на период 2021–2025 гг. Одной из главных задач является сокращение затрат с помощью перехода на электронные ресурсы. Для её достижения будут

разработаны и усовершенствованны автоматизированные системы контроля и учёта энергоресурсов. Данная технология – первый шаг к применению аналитики больших данных. [3]

Выводы. Анализируя опыт различных стран мира, перспективы внедрения Big Data в Республике Беларусь выходят на новый уровень, вследствие чего улучшаются многие экономические и энергетические показатели.

ЛИТЕРАТУРА

1. Big Data: The basics of what is and why it matters [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.sas.com/content/dam/SAS/documents/infograph ics/2019/en-big-data-110869.pdf. – Дата доступа: 06.04.2022.
2. Поиск хищений в электросетях с помощью Big Data и искусственного интеллекта [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://moskva.mts.ru/about/media-centr/soobshheniya-kompanii/novosti-mts-v-rossii-i-mire/2021-11-16/mts-i-bashkirenergo-zajmutsya-poiskom-hishhenij-v-elektrosetyah-s-pomoshhyu-big-data-i-iskusstvennogo-intellekta. – Дата доступа: 10.04.2022.
3. Стратегия информатизации и цифровой трансформации ГПО “Белэнерго” [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://beltei.by/news-ru/utverzhdena-strategiya-informatizacii. – Дата доступа: 10.04.2022.
4. Идентификация профиля компетенций профессии «аналитик данных» Родионов Д.Г., Рудская И.А., Кудрявцева Т.Ю., Схведиани А.Е. В сборнике: Взаимодействие кафедр ЮНЕСКО с целью стратегического планирования и устойчивого развития. материалы видеоконференции. 2020. С. 100-101.

УДК 330

А.В. Закирова, Э.Р. Тазетдинова, Н.А. Юдина
ФГБОУ ВО Казанский государственный энергетический университет

ПРИМЕНЕНИЕ И ИСПОЛЬЗОВАНИЕ IT-ТЕХНОЛОГИЙ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

Введение. На сегодняшний день в стратегических отраслях экономики, а именно в энергетической сфере, огромную роль играют информационные технологии. Предприятия, производственная деятельность которых выполняется с помощью сложных процессов, начинает остро ощущать потребность в автоматизации [2]. По мнению многих специалистов, существует ряд серьёзных проблем в области электроэнергетической промышленности, которые неблагоприятно сказываются на эффективности работы всех энергетических процессов. С годами, генерирующее оборудование подвергается старению или износу, что несомненно, приведет к авариям и технологическим

Актуальность. В настоящее время, внедряемая цифровизация и интернет являются успешным толчком в развитии всех отраслей экономики, исключением не стал рынок электроэнергии. Прогресс применения и внедрения цифровизации в энергетической области не стоит на месте, движется высокими темпами [1]. Разработка нового поколения продукции и инжиниринговых услуг в виде цифровых решений позволит установить новые стандарты эффективности, надежности и сокращения выбросов.

Цель исследования. Переход на новую электросеть с совершенно иной технологической компоновкой, которая проста в использовании, эффективна, надежна и специфична для клиента. Объектом исследования являются промышленные предприятия России, а предметом исследования внедрение цифровых технологий на промышленных предприятиях. С учетом поставленной цели в исследовании были рассмотрены следующие задачи:

1. Обеспечение разработки передовых технологий, которые будут внедряться в производство. Создание комфортных условий для реализации проектов инновации.
2. Замена "ручного" труда в автоматизированные объекты электрических сетей, происходящие в процессе производства.
3. Разработка и сбор предложений по нормативно-правовой базе.
4. Обеспечение высокого качества работы и доступности интерфейса для пользователей сети [3].

Первые шаги по изучению цифровых технологий были сделаны в России в 2009 году. Результаты первых исследований были получены уже к 2018 году: одним из первых был цифровой переключательный пункт ПАО «ФСК», затем первые цифровые РЭС (районные электрические сети) ПАО «Россети», первый Microgrid в Забайкальском крае (Янтарьэнерго) [5]. Несмотря на то, что были достигнуты первые результаты, развитие применения цифровых технологий происходит медленно из-за недостаточной согласованности технических требований, несовершенства законодательства и неопределенности в рассмотрении принадлежности интеллектуальных объектов.

Чтобы преодолеть существующие ограничения, для успешного развития цифровых технологий необходима параллельная установка и использование следующих компонентов цифровой инфраструктуры и систематизации управления данными цифровыми процессами:

1. Система дистанционного управления и интеллектуальная система управления, которая включает в себя телеуправление устройств;
2. Интеллектуальное измерительное оборудование;
3. ЦПС (цифровые подстанции);
4. Высокоточные системы связи;
5. Высокоинтеллектуальные системы измерения мощностей электроэнергии.

Планируемая обширная разработка и реализация данных компонентов на территории России ожидается ближе к 2030 году.

Свободный рынок электрической энергии, появившийся на территории Российской Федерации, повысил внимание стратегических инвесторов к этой отрасли [2]. Благодаря этому повышение инвестиционной привлекательности деятельности энергетических предприятий, будет являться ключевой задачей перед руководством, возглавляющих компании топливно-энергетического комплекса. Главным способом решения сложившийся ситуации для энергетиков,

будет внедрение и использование информационных технологий в производственной деятельности.

Энергетическая сфера, признавая необходимость использования ИТ-инструментов, активно ведет работу в рассмотрении решений ИТ-составляющих [4]. Благодаря этому в России идет бурное обсуждение вопроса об интеграции рыночных энергетических механизмов. Руководители предприятий, выходящие на рынок и не обладающие большими и достаточно профессиональными умениями, является риском, который может привести к качеству обслуживания, предоставляемых потребителям.

Вследствие всего вышеперечисленного можно сделать вывод, что на развитие Российских информационных технологий в области энергетики в основном влияет необходимость высокотехнологичной реформы этого секто ра.

Выводы. Таким образом, переход на цифровые технологии, безусловно, ускорит этот процесс. Необходимо использовать имеющийся опыт как из зарубежных стран, где интеллектуальные системы учета быстро развиваются, а также, из существующего опыта России. Однако, чтобы избежать влияния санкций на бизнес, российским компаниям необходимо создавать компоненты цифровой инфраструктуры. Развивающиеся информационные технологии в энергетической отрасли, будут способствовать автоматизации работ всего энергетического комплекса, приводя его к более эффективному и надежному во всех смыслах функционированию.

ЛИТЕРАТУРА

1. Арутюнян, А. А. Основы энергосбережения / А.А. Арутюнян. - М.: Энергосервис, 2016. - 600 с.
2. Нестулаева Д.Р., Тамилин П.О. Единая энергетическая система России: прошлое и настоящее // Вестник экономики, права и социологии. 2018. № 1. С. 267-270.
3. Шлычков В.В. Об отдельных аспектах процесса цифровизации и определении понятия «цифровая экономика» // Вестник экономики, права и социологии. 2018. № 4. С. 95-99.
4. Будущее энергетики. Мировой Экономический Форум. URL: https://www3.weforum.org/docs/WEF_Future_of_Electricity_2017
5. Цифровизация энергетики. URL: https://in.minenergo.gov.ru/energynet/docs/Цифровая%20энергетика
6. Построение адаптивной сети кластера 10 кВ РЭС / С. А. Иванов, А. А. Кузнецов, М. Н. Кузнецова [и др.] // Современные технологии и экономика в энергетике (МТЕЕ – 2020) : материалы международной научно-практической конференции, Санкт-Петербург, 23 апреля 2020 года. – Санкт-Петербург: ПОЛИТЕХ-ПРЕСС, 2020. – С. 22-24.

УДК 621.316.925

Д.А. Коледа, А.В. Санкин, С.О. Попов
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

ПРИМЕНЕНИЕ ПРОГРАММНЫХ КОМПЛЕКСОВ РЕАЛЬНОГО ВРЕМЕНИ ДЛЯ ДИАГНОСТИКИ СИСТЕМ РЗА

Введение. Данное исследование посвящено моделированию системы релейной защиты и автоматики в полном объёме в операционной системе реального времени. Рассмотрены вопросы распределения расчета различных функциональных узлов системы РЗА между параллельными вычислительными потоками и реализации единой синхронизированной системы хранения данных.

Актуальность. Создание цифрового двойника энергосистемы работающего в темпе электромагнитного переходного процесса, т.е. в режиме реального времени является наиболее достоверным методом оценки работы системы РЗА станции/подстанции. [1, 2] Модель также может быть использована для верификации проектных решений и тренировки персонала. На сегодняшний день существует несколько программно-технических комплексов для реализации подобных моделей [3]. Рассматриваемая в работе модель выполнена в операционной системе реального времени LabView Real Time (далее LVRT).

Цель исследования. Выявление перспектив и возможности реализации и применения систем релейной защиты и автоматики с применением операционных систем реального времени (далее ОСРВ). Объектом исследования является модель системы РЗА в системе РВ, а предметом исследования является оценка работы реализованной модели РЗА действующей подстанции. С учетом поставленной цели в исследовании решались следующие задачи: построение диагностического комплекса; разработка АРМ модуля; разработка вычислительного модуля в системе реального времени; разработка модуля устройства сопряжения с объектом. Для реализации цифрового двойника необходимо разработать его структуру, обеспечивающую требуемое быстродействие вычислений с минимальными вычислительными затратами. Предлагаемая структура вычислительного модуля обеспечивает возможность разделения потоков вычисления первичной модели энергосистемы, отдельных устройств РЗА, коммуникационных схем, а также вспомогательных потоков, обеспечивающих управление процессом вычислений (рис.1, а). Математическая модель электроэнергетического объекта предварительно должна быть скомпилирована в виде исполняемого dll файла. Для увеличения скорости процесса разработки в данной работе модель построена в программе Matlab&Simulink.

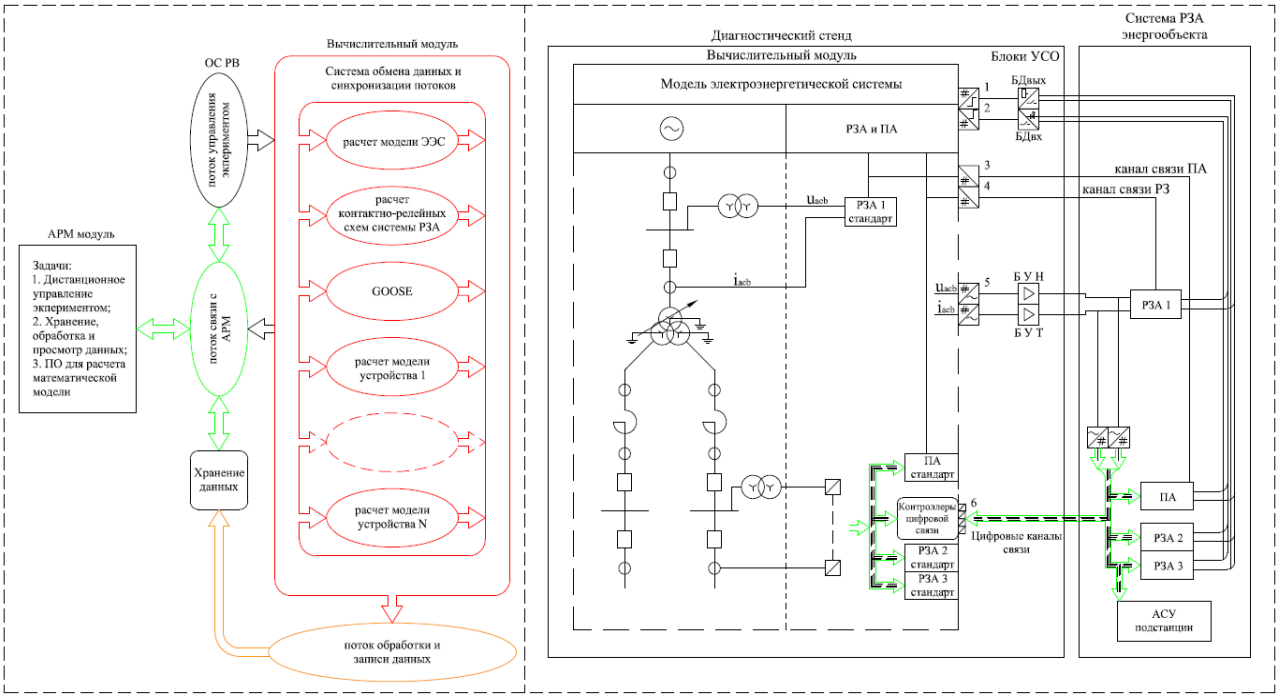


Рисунок 3 - Общая функционально структурная схема диагностического комплекса

Для реализации полного функционала системы РЗА необходимо создать модель, в которой были бы реализованы все необходимые потоки передачи информации внутри каждого терминала и всех коммуникационных связей между ними, реализованных либо в виде контактно-релейных схем, либо стандартизированным протоколам связи ЛВС. [4] В соответствии с проектной документацией создано 8 терминалов релейной защиты. Каждый терминал системы реализован в соответствии с технической документацией и содержит до 200 массивов обрабатываемых данных, общее число переменных (сигналов) до 2600. Связь терминалов как системы осуществлена при помощи воспроизведения GOOSE коммуникации в соответствии с рабочей документацией действующей подстанции 220/10 кВ и реализации контактно-релейных схем включая все ключи, предусмотренные для управления оперативным персоналом. Функционал LVRT позволяет распределить потоки данных по ядрам процессора, что позволяет обеспечить их оптимальную загрузку. Графический интерфейс модели (рис.2) позволяет отслеживать данные о токах и напряжениях системы, оценивать поведение системы при определенных воздействиях.

Реализация вычислительного модуля в системе реального времени позволяет при помощи блоков дискретных выходов и контроллеров цифровой связи обмениваться потоками данных с системой РЗА энергообъекта (рис.1, б).



Рисунок 2 - Графический интерфейс АРМ

Выводы. В данной работе показано, что возможность создания программного комплекса технически реализуема и целесообразна. Возможности LVRT позволяют в полной мере воспроизвести систему РЗА объекта. На сегодняшний день реализован комплекс реального времени, проведена верификация его работы с системой РЗА действующего объекта. Далее возможно масштабирование разработки до взаимодействия с физическими промышленными устройствами и системами АСУТП.

ЛИТЕРАТУРА

1. Новаш И.В. Моделирование энергосистем и испытание устройств релейной защиты в режиме реального и модельного времени // Энергетика. Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ 22 ноября 2017 г
2. Zakonjšek J, Славутский А.Л. Цифровое моделирование современных энергосистем в реальном времени // Релейная защита и автоматизация 2012 №1
3. Сидвол К., Иванов Ф.А Новые возможности моделирования энергосистем в реальном времени. // Энергия единой сети 2019 № 4
4. Попов С.О., Богданов А.В., Рябов В.Н. Современные тенденции и подходы к созданию научно-исследовательских стендов разработки и диагностики средств контроля и противоаварийного управления // Электрооборудование: эксплуатация и ремонт октябрь 2017

УДК 621.65

Е.А. Иванов, Я.И. Чернышев, А.С. Клюев, А.А. Захаров
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

ПРИМЕНЕНИЕ ОТКРЫТОГО CFD ПАКЕТА OPENFOAM ДЛЯ РАСЧЕТА РАБОЧИХ ХАРАКТЕРИСТИК ЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА ТИПА ВНГ

Введение. Все большую популярность в различных инженерных областях набирает программное обеспечение с открытым исходным кодом, одним из

таких программных продуктов является открытый CFD пакет OpenFOAM, предназначенный для решения задач вычислительной гидродинамики.

Актуальность. Применение коммерческих программных пакетов сопряжено с существенными финансовыми затратами на приобретение лицензий, при этом исходный код таких программ закрыт, что влечет за собой ограничения для пользователей, при разработке специализированных алгоритмов расчета.

Цель исследования. Целью данной работы является верификация открытого CFD пакета для задач гидродинамического моделирования многоступенчатого центробежного насоса типа ВНГ.

В совместных работах шведских и канадских авторов [1, 2] или авторов университетов Китая [3, 4] изучались вопросы применимости OpenFOAM для расчёта параметров одноступенчатых центробежных насосов. Также в лаборатории гидромашиностроения ФГАОУ ВО «СПбПУ» проводилась верификация OpenFOAM для гидродинамического моделирования струйного насоса [5]. Однако, вопрос применимости OpenFOAM для расчёта параметров многоступенчатых центробежных насосов практически не освещен в научных работах.

Численное моделирование выполнялось в стационарной поставке с использованием решателя simpleFoam, входящего в исходный код OpenFOAM. Использовалась k-omega-SST модель турбулентности. Для моделирования центробежных колес применялся метод MRF («Multiple Reference Frames»), также данный подход носит название метод замороженного ротора.

В качестве граничных условий задавался объемный расход на входе в расчетную область, и статическое давление на выходе. На стенках проточной части задавалась шероховатость 1,6 мкм.

На рисунке 1 представлены домены, которые образуют расчетную модель проточной части центробежного насоса типа ВНГ.

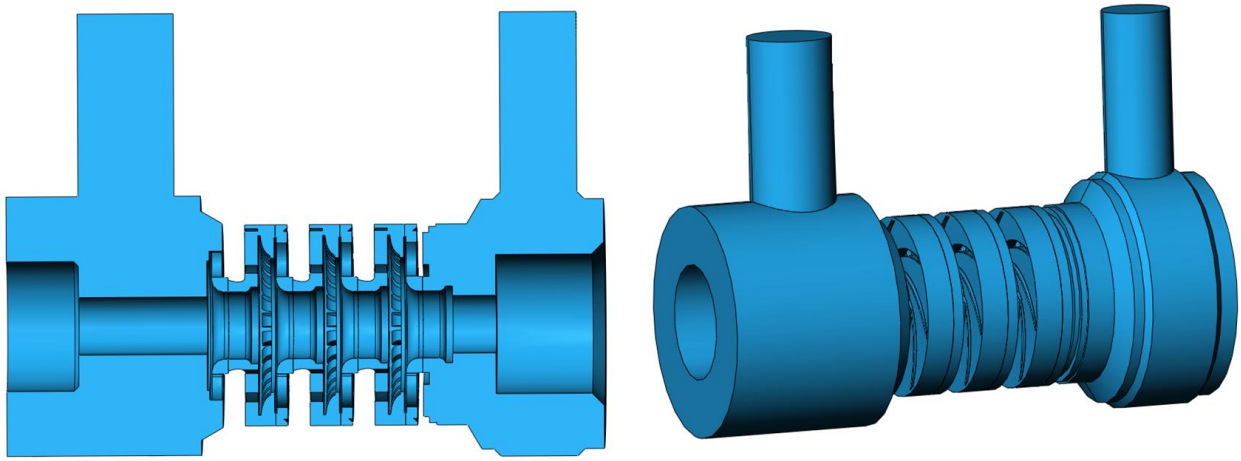


Рисунок 1 – Расчетная модель проточной части насоса ВНГ

В ходе испытаний центробежного насоса типа ВНГ на экспериментальном стенде в лаборатории гидромашиностроения ФГАОУ ВО «СПбПУ» были получены энергетические характеристики насоса.

На рисунке 2 представлены экспериментальная и расчетная напорные характеристики, по оси абсцисс отложен расход, отнесенный к номинальному расходу насоса, по оси ординат напор насоса.

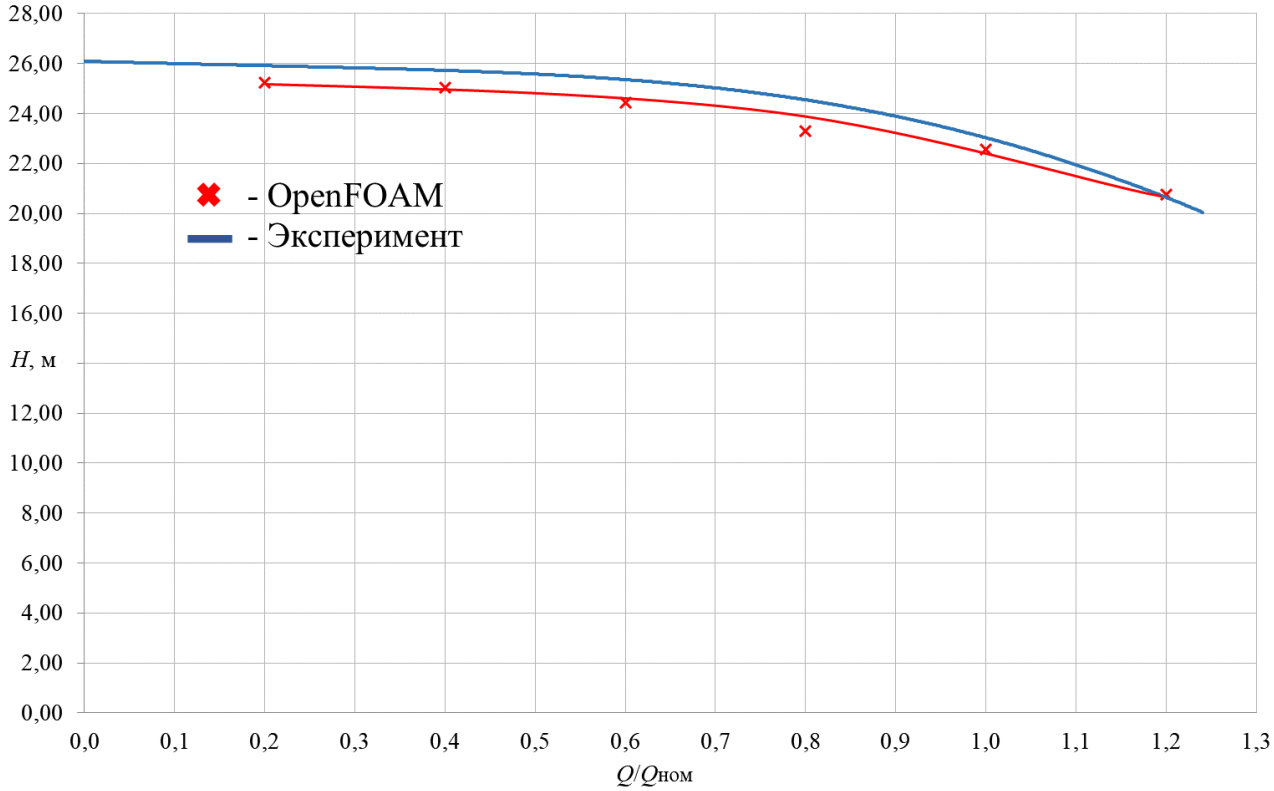


Рисунок 2 – Расчетная и экспериментальная напорные характеристики насоса типа ВНГ

В рабочем диапазоне подач $Q = 0{,}2Q_{ном} \div 1{,}2Q_{ном}$ максимальное расхождение расчетных и экспериментальных данных составило 3,7 %. При номинальном расходе отклонение расчетного напора от экспериментального составило 2,9 %, среднее значение отклонений в рабочем диапазоне подач также составляет 2,9 %.

Выводы. В ходе исследования была проведена верификация открытого CFD пакета OpenFOAM для расчета рабочих характеристик многоступенчатых центробежных насосов типа ВНГ. Показано, что в рабочем диапазоне среднее отклонение значений напора, рассчитанных с помощью OpenFOAM, от экспериментальных значений составляет 2,9 %. Это подтверждает высокую точность результатов гидродинамического моделирования многоступенчатых центробежных насосов типа ВНГ в открытом CFD пакете OpenFOAM.

ЛИТЕРАТУРА

1. O. Petit, M. Page, M. Beaudoin, H. Nilsson. The ERCOFTAC centrifugal pump OpenFOAM case-study. In Proceedings of the 3rd IAHR International Meeting of the Workgroup on Cavitation and Dynamic Problem in Hydraulic Machinery and Systems, Brno, Czech Republic, 14–16 October 2009.

2. O. Petit, H. Nilsson. Numerical investigations of unsteady flow in a centrifugal pump with a vaned difuser. Int. J. Rotating Mach. 2013.

3. H.L. Liu, R.E.N. Yun, W.A.N.G. Kai, D.H. Wu, W.M. Ru, M.G. Tan. Research of inner flow in a double blades pump based on OpenFOAM. J. Hydrodyn. Ser. B 2012, 24, 226–234.
4. Si Huang, Yifeng Wei, Chunguang Guo, Wenming Kang. Numerical Simulation and Performance Prediction of Centrifugal Pump's Full Flow Field Based on OpenFOAM. Processes 2019, 7, 605. 2019.
5. A. S. Klyuyev, Y. I. Chernyshev, E. A. Ivanov and I. O. Borshchev. Comparison of Jet Pump Numerical Calculation Results in ANSYS and Openfoam CFD Packages. E3S Web of Conferences 320, 04017 (2021), ESEI 2021 https://doi.org/10.1051/e3sconf/202132004017

УДК 661.311

К.С. Климов, С.О. Попов
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕЛЕЙНЫХ ЗАЩИТ ПРИ ВИТКОВЫХ ЗАМЫКАНИЯХ

Введение. Современные способы релейной защиты могут быть слабо чувствительны к витковым замыканиям в трансформаторе. В таком режиме ток в поврежденной части обмоток достигает больших значений, при токе близком к номинальному в неповрежденной части. Из-за этого дифференциальный ток при малом числе замкнувших витков не превышает уставки [1].

Актуальность. Одним из способом улучшения работы релейной защиты при внутренних замыканиях является использование способов оценки параметров трансформатора: по измеряемым значениям токов и напряжений сторон находятся значения сопротивлений схем замещения. Возможные способы реализации такого подхода описаны в [2], [3], [4]. Однако в них используется математической описание трансформатора, подходящее только для стационарных режимов.

Цель исследования. Повышение достоверности оценки параметров путём использования метода динамической идентификации систем, который заключается в минимизации среднеквадратичной ошибки. Построение данного метода усложняется наличием нестационарных параметров, высокой чувствительностью к погрешностям измерения и рядом других факторов [5]. Таким образом для разработки и реализации достоверных методов идентификации параметров трансформатора необходимы многочисленные многовариантные испытания.

В этой связи должны быть подготовлены, во-первых, достоверная математическая модель, описывающая как можно более широкий диапазон режимов работы, в том числе витковые замыкания, во-вторых, физическая модель с возможностью проведения экспериментов с витковыми замыканиями.

Для проведения физических экспериментов в рамках данных исследований подготовлен лабораторный стенд с двухобмоточным трансформатором 100 ВА 225/6.3 В с отпайками на первичной стороне (см. рисунок 1).

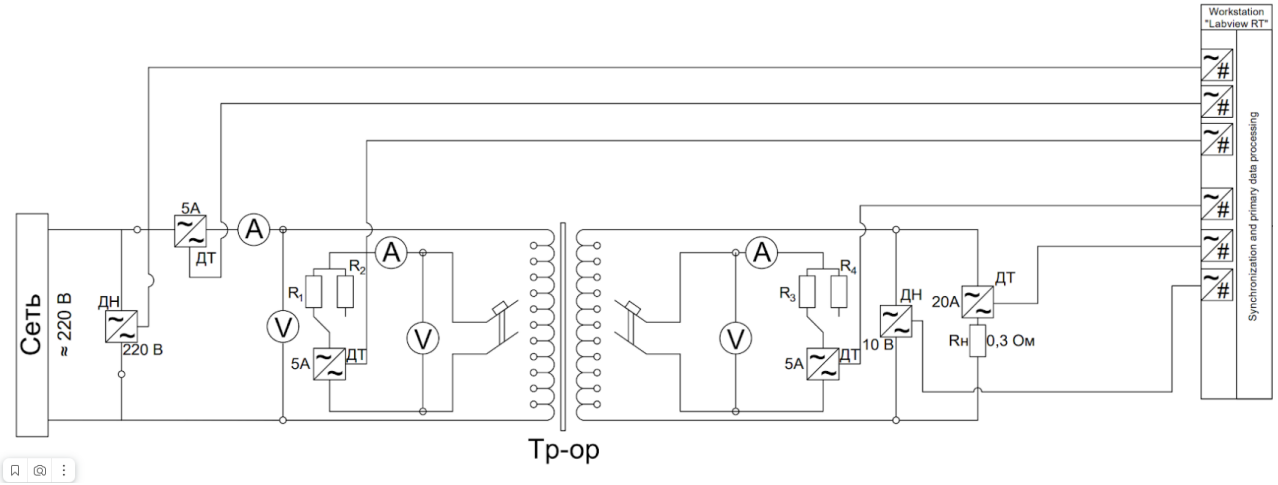


Рисунок 1 – Схема установки

В качестве контрольно-измерительной системы используется комплекс National Instruments под управлением программируемой среды LabView RT. В качестве первичных датчиков используются датчики Холла компенсационного типа с регулируемым диапазоном, что обеспечивает достоверность данных в различных условиях экспериментов.

Для создания математической модели использован программный комплекс Matlab&Simulink. Модель состоит из электрической схемы и магнитной схем, связанных между собой (см. рисунок 2)

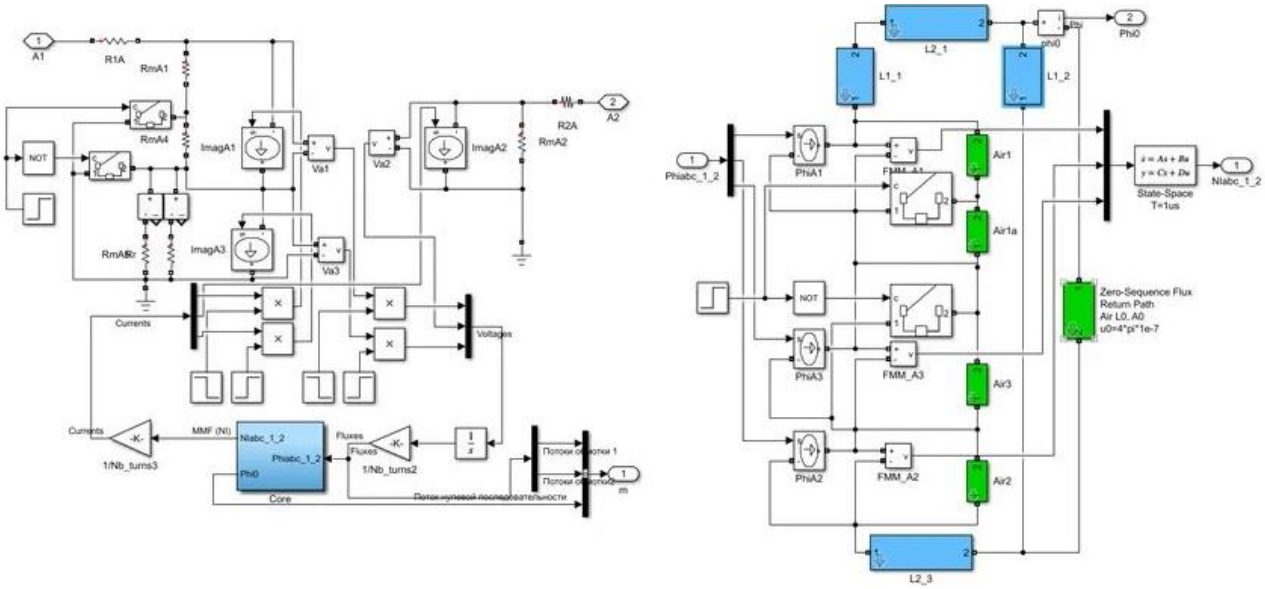


Рисунок 2 – Схема Matlab&Simulink

Сравнение результатов математического и физического моделирования опытов короткого замыкания и холостого хода показало различие данных не боле чем на 5 %, что позволяет проводить дальнейшие исследования по результатам расчётных и/или измеренных осциллограмм токов и напряжений.

В основу метода идентификации параметров закладывается следующая модель трансформатора:

$$\begin{cases} u_1 = i_1 r_1 + \dfrac{di_1}{dt} L_1 - M_{12} \dfrac{di_2}{dt} \\ u_2 = i_2 r_2 + \dfrac{di_2}{dt} L_2 - M_{12} \dfrac{di_1}{dt} \end{cases}$$

Суть метода заключается в минимизации вектора функционала ошибки в качестве исходных данных которого лежат измеренные значения токов и напряжений:

$$E(u, u_m, Z) = \sqrt{\frac{1}{T} \int_{t-T}^{t} \big(u(t) - u_m(t, I(t), Z(t))\big)^2 dt},$$

Где: u – вектор-столбец 6x1 измеренных значений напряжения

$u_m = I \cdot Z -$ вектор-столбец 6x1 вычисленных значений напряжения.

$I -$ матрица 6x6 измеренных токов и их производных,

$Z -$ вектор-столбец 6x1 вычисленных активных и реактивных сопротивлений

$T -$ время усреднения.

Далее нужно решить систему нелинейных алгебраических уравнений относительно Z. Для этих задач подходит метод Ньютона.

$$Z^{(k+1)} = Z^{(k)} + W^{-1}\big(Z^{(k)}\big) * E^{(k)},$$

Где: $k -$ номер итерации

$$W(Z) = \begin{pmatrix} \frac{\partial E_1(Z)}{\partial Z_1} & \cdots & \frac{\partial E_1(Z)}{\partial Z_6} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial E_6(Z)}{\partial Z_1} & \cdots & \frac{\partial E_6(Z)}{\partial Z_6} \end{pmatrix} -$$ матрица Якоби

Отслеживая ход изменения рассчитываемых параметров и контролируя сходимость решения представленных уравнений, можно быстро выявлять повреждения внутри трансформатора

Выводы. Для обнаружения внутренних повреждения трансформаторов предложен метод идентификации параметров силового трансформатора посредством минимизации интеграла среднеквадратичной ошибки.

Для апробации разрабатываемых методов создан лабораторный стенд для физического моделирования и математическая модель в программном комплексе Matlab$Simulink, которые верифицированы друг с другом.

ЛИТЕРАТУРА

1. Засыпкин А. С. Релейная защита трансформаторов. М.: Энергоатомиздат, 1989. 240 с.

2. Пат. 73493 Российская Федерация, МПК GO1R 27/02. Устройство для определения параметров Т-образной схемы замещения трехфазного трехобмоточного трансформатора в рабочем режиме / Е. И. Гольдштейн, А. И. Прохоров, А. В. Панкратов; заявитель и патентообладатель: Государственное образовательное учреждение высшего

профессионального образования Томский политехнический университет; заявл. 21.07.2008; опубл. 20.01.2009
3. Пат. 80017 Российская Федерация, МПК GO1R 27/02. Устройство для определения параметров Г-образной схемы замещения однофазного двухобмоточного трансформатора в рабочем режиме / Е. И. Гольдштейн, А. В. Панкратов; заявитель и патентообладатель: Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования Томский политехнический университет; заявл. 28.12.2007; опубл. 20.05.2008
4. Пат. 73740 Российская Федерация, МПК GO1R 27/26. Устройство для измерения индуктивностей рассеяния и активных сопротивлений каждой обмотки двухобмоточного трансформатора/ О. И. Сахно, Л. И. Сахно, В. Н. Боронин; заявитель и патентообладатель: Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Санкт-Петербургский Государственный политехнический университет» (ГОУ «СПбГПУ»); заявл. 28.12.2007; опубл. 20.05.2008
5. Попов М.Г., Ванин В. К., Забоин В.Н., Гуревич Э.И. Идентификация параметров силового электрооборудования в адаптивных средствах защиты и противоаварийной автоматики // Изв. Вузов. Электромеханика. 2018. Т. 61, №6. С. 68-76.

УДК 620.9

А.Р. Шакирзянова, Р.Р. Хадиуллина, Л.Р. Уразбахтина
ФГБОУ ВО «Казанский государственный энергетический университет»

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ ВИЗУАЛИЗАЦИИ И КОМПЬЮТЕРНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ В ЭНЕРГЕТИКЕ

Введение. Потребность в улучшенной визуализации энергосистем в последнее десятилетие стала все более острой по мере роста размеров моделей энергосистем. В настоящее время некоторые модели планирования потоков мощности имеют более 44000 узлов. А с развитием конкурентных рынков электроэнергии, основанных на оптимальном перетоке мощности (ОПМ), количество изучаемых переменных также увеличилось. Таким образом, технологии визуализации и компьютерного моделирования играют важную роль в решении ряда проблем, связанных с повышением эффективности данных процессов.

Актуальность. На данном этапе развития электроэнергетика имеет ряд серьезных проблем, которые мешают эффективности работы всех процессов. Это связано с тем, что огромное количество оборудования устарело и применяется не эффективно, документация не соответствует современным требованиям, методы проектирования не соответствуют современным стандартам.

Цель исследования. Выявление наиболее перспективных технологий, способствующих сокращению времени проектирования в соответствии с современными подходами. Объектом исследования является энергетический сектор, предметом исследования являются современных технологии визуализации и компьютерного моделирования. С учетом поставленной цели в исследовании решались следующие задачи:

1. Изучение технологий визуализации и компьютерного моделирования;

2. Анализ применения данных технологий;

3. Рассмотрение их преимуществ.

Одним из методов визуализации, который оказался полезным для быстрого определения местоположения перегрузок/отключений в сети передачи, является использование круговых диаграмм, в которых процент заполнения каждой круговой диаграммы равен процентной нагрузке на линию. При желании на круговую диаграмму можно также наложить числовой текст, чтобы указать точное процентное значение. Для дисплеев с относительно небольшим количеством строк, где круговая диаграмма каждой отдельной строки может быть просмотрена с достаточной детализацией, такие круговые диаграммы могут быстро предоставить обзор загрузки системы. При желании в круговых диаграммах также можно использовать различные цветовые оттенки, чтобы выделить устройства, загруженные выше некоторого порогового процента. Однако для больших отображений обзора сети недостаточно места для отображения каждой отдельной круговой диаграммы. Вместо этого, дополнительный метод заключается в динамическом изменении размера круговых диаграмм на основе процентной загрузки линии. Увеличивая размер и/или изменяя цвет круговых диаграмм только для небольшого количества элементов, загруженных выше критических порогов, или для определенных открытых элементов, можно быстро сфокусировать внимание пользователя. Перегруженные/открытые элементы «выскакивают» на дисплее. С точки зрения человеческого фактора, основной механизм, вызывающий всплывающую информацию, называется превнимательной обработкой. Одним из преимуществ использования визуализаций, в которых используется преаттентивная обработка, является то, что время, необходимое для поиска нужного объекта на дисплее, практически не зависит от количества других элементов на дисплее. Общий вопрос визуализации энергосистемы заключается в том, как лучше показать довольно большое количество геопространственно распределенных реальных и иногда сложных значений. Если количество значений на конкретном дисплее невелико, можно использовать числовые поля сами по себе. Но для глобальной визуализации символическое отображение числовых значений может иметь значительное преимущество, особенно если соседние значения каким-то образом связаны [1]. Для символического отображения реальных значений существует несколько общих методов: круговая диаграмма, возможно, с динамическим размером, в которой степень заполнения используется для указания процента или использование датчиков, в которых прямоугольная полоса заполняется для графического обозначения положения значения в диапазоне. Датчики с нижним заполнением особенно полезны, когда основная задача состоит в том, чтобы определить, насколько близко значение к верхнему пределу. Динамическое изменение размера и/или окрашивание также можно использовать для дальнейшего привлечения внимания к значениям, которые либо превышают свои пределы, либо приближаются к ним [2]. Кроме того, в проектировании энергосектора важно правильно смоделировать будущий

объект, так как каждая мелкая деталь имеет огромное значение [3]. Для таких целей активно используются программы 3D-моделирования “Google SketchUp: редактор трехмерных моделей”. Смоделированный в данной программе объект можно легко перенести на выбранную местность в Google Earth для необходимых доработок. Данная программа интуитивно понятна для новых пользователей. В сфере энергетики данные программы применяются достаточно широко, хотя чаще всего используются только для презентаций будущего перспективного объекта. Ее огромном преимуществом также является возможность конструирования с учетом обеспечения безопасности будущих сотрудников.

Выводы. Применение технологий визуализации и компьютерного моделирования в энергетическом секторе требует новых инновационных методов представления больших объемов системных данных. Визуализация также может сыграть решающую роль в снижении риска отключений электроэнергии в будущем, помогая операторам быстро оценивать потенциально быстро изменяющееся состояние системы и формулировать корректирующие действия по управлению.

ЛИТЕРАТУРА

1. IT-технологии в электроэнергетике // Karma group URL: https://www.karma-group.ru/energy/ (дата обращения: 18.04.22).
2. Скрынник, А. В. Компьютерные технологии автоматизации проектирования энергоустановок на основе возобновляемых источников энергии // Материаловедение. Энергетика. 2013. №4-1 (183). С. 49-56.
3. Ермолаева, В. В. 3D-моделирование в энергетике / В. В. Ермолаева, И. С. Николаев. Текст: непосредственный // Молодой ученый. 2014. № 9 (68). С. 148-150.
4. Моделирование систем и процессов. Практикум : Учебное пособие / В. Н. Волкова, Г. В. Горелова, Н. Б. Паклин [и др.]. – 1-е изд.. – Москва : Издательство Юрайт, 2020. – 1 с. – (Высшее образование). – ISBN 978-5-534-01442-6.

УДК 621.311.001.57

Г.А. Олейник
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

РАЗРАБОТКА И ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ИНФОРМАЦИОННЫХ МОДЕЛЕЙ СИСТЕМ РЗА

Введение. Система релейной защиты и автоматики является комплексной системой, которая основана на взаимодействии множеств элементов и подсистем, включая человека, и неразрывно связана с первичной электроэнергетической системой. Ее особая ответственность в обеспечении электроснабжения потребителей и, как следствие, высочайшие требования по надежности ее функционирования обусловливают сложную структуру резервирования как ее отдельных элементов, так и каналов связи между ними. При этом резервирование реализуется как на функциональном уровне, так и на физическом. При моделировании такой системы важно воспроизвести работу не

только отдельных элементов системы (функциональных и/или аппаратных), но структуру их взаимодействия друг с другом и человеком [0].

Создание модели системы РЗА потенциально может быть использовано:

• на стадии проектирования для поиска и отработки оптимальных проектных решений;

• на стадии наладки для выявления ошибок проекта и, как следствие, сокращения времени пуско-наладочных работ;

• на стадии эксплуатации позволяет, во-первых, реализовать тренажеры в целях повышения общего уровня компетенций персонала, во-вторых, разработать алгоритмы автоматизированной диагностики системы РЗА.

Актуальность. Последняя задача является на сегодняшний день одной из наиболее актуальных [0]. Это обусловлено тем, что согласно [0] в ЕЭС России в 2021 году было зафиксировано 60191 случаев срабатывания устройств РЗА, при этом число неправильных срабатываний составило 1668 случаев или 2,74 процента, а также 514 или 0,84 процента «неправильно допущенных» действий. Важно отметить, что детального анализа требуют не только случаи неправильного срабатывания, но и случаи корректной работы устройств РЗА для определения эффективности принятых проектных решений [0]. Поэтому такие объемы обрабатываемой информации закономерно требуют существенной автоматизации с помощью ПО.

Цель исследования. Создание информационной модели системы РЗА и её последующий анализ с помощью автоматизированных алгоритмов выявления неисправностей и дефектов.

Современные программно-технические комплексы позволяют обеспечить относительно быстрый расчет подобной модели. Автор данной статьи рассматривает возможность использования для моделирования РЗА, графической среды программирования MATLAB/Simulink.

В качестве объекта моделирования принята действующая понижающая подстанция, имеющая один трансформатор с расщепленной обмоткой, работающий систему сборных шин 10 кВ. Система данной моделируемой подстанции включает в себя в себя 8 терминалов. Управление подстанцией осуществляется с помощью 8 выключателей, коммуникация между устройствами должна выполняться посредством контактно-релейных схем и GOOSE-сообщений.

В рамках работы в первую очередь была смоделирована схема первичных соединений данной подстанции с эквивалентной генерацией. В перспективе с помощью функционала выбранной среды программирования возможно создание моделей различной сложности, но в рамках данной работы, поскольку в любом реальном аварийном режиме для формирования управляющих воздействий используется не более нескольких единиц терминалов, было сделано некоторое упрощение с целью повышения быстродействия модели.

Далее последовательно были созданы функционально-логические схемы терминалов защит строго в соответствии с рабочей документацией для

выбранной подстанции, так как каждое устройство РЗА должно корректно воспринимать задаваемые наборы уставок и работу всех входных и выходных сигналов.

Для формирования сигналов управления на выключатели были смоделированы контактно-релейные схемы автоматики управления выключателями, воспринимающие положение управляющих ключей, сигналы на отключение от защит терминалов, и учитывающие динамику ее работы.

Обмен функциональной информацией между терминалами осуществляется посредством приема, передачи и обработки GOOSE-сигналов. Также некоторые терминалы обмениваются информацией посредством приема, передачи и обработки дискретных сигналов через контактно-релейные схемы, которые также смоделированы в соответствии с рабочей документацией.

Результатом работы является модель (**Ошибка! Источник ссылки не найден.**), содержащая более двух тысяч элементов, которые взаимодействуют между собой посредством не менее трёх тысяч сигналов. При этом реализована их полная регистрация посредством встроенной функции Simulink – BUS Editor. Этот модуль позволяет задать базу уникальных идентификаторов сигналов, а затем с помощью встроенных блоков сформировать соответствие сигналу на схеме заданного идентификатора. Это обеспечивает наблюдаемость за всеми сигналами модели и их запись в единую базу данных с необходимой дискретностью.

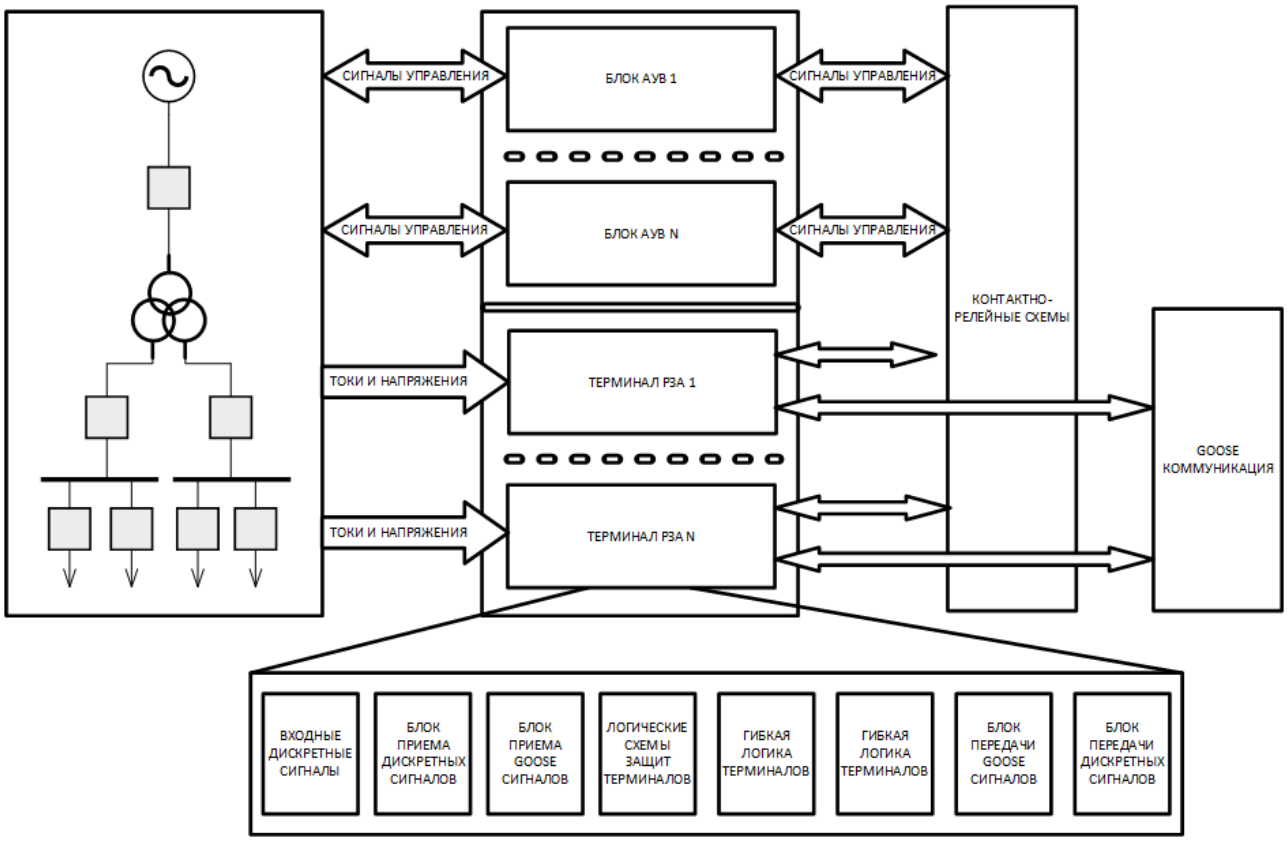


Рисунок 4 – Схема работы модели в Simulink

После проведения экспериментов в модели существует возможность выделить из единой базы данных необходимые кластеры сигналов и сформировать обобщенные журналы событий. С помощью этой же базы данных можно формировать осциллограммы в формате COMTRADE, которые с некоторой степенью допущения аналогичны тем, которые были бы записаны реальными устройствами.

Поскольку данная модель была выполнена в соответствии с рабочей документацией, был проведен объем работ, соизмеримый с приемо-сдаточными испытаниями реального объекта, в ходе которых были протестированы вся система релейной защиты, выявлено большое количество ошибок в проекте, что позволило своевременно внести необходимые корректировки в рабочую документацию.

В дальнейшем автором данной работы предлагается использование данной модели, как основы для разработки автоматизированных алгоритмов выявления неисправностей и дефектов в работе РЗА. Именно это становится актуальным вектором развития данных исследований.

ЛИТЕРАТУРА

1. Технические требования к автоматизированной системе мониторинга устройств релейной защиты и автоматики // Группа компаний РТСОФТ
2. Концепция «Цифровая трансформация 2030» // URL: https://www.rosseti.ru/investment/Kontseptsiya_Tsifrovaya_transformatsiya_2030.pdf
3. Информация о результатах функционирования устройств РЗА в ЕЭС России в 2021 году // СО ЕЭС URL: https://www.so-ups.ru/functioning/tech-base/rza/rza-account-analys/rza-results-info/2021/
4. Правила технического учета и анализа функционирования релейной защиты и автоматики от 08.02.2019 // Министерство энергетики Российской Федерации

УДК 66.045.1

Л.Р. Уразбахтина, А.Ш. Сабирзянова, Э.Р. Галиуллина
Казанский государственный энергетический университет

ЦИФРОВЫЕ БАРЬЕРЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ В РОССИИ

Введение. В настоящее время внедрение цифровых технологий в механизмы работы общества и окружающего мира является неотъемлемой частью их развития. Масштабная трансформация энергетической отрасли является актуальной темой для предприятий России. Появление новых возможностей для получения достоверных данных в короткий промежуток времени и в больших объемах, а также анализ и отбор по заданным параметрам или критериям без участия ручного труда, а именно прямого воздействия людей позволило шагнуть вперед во всех отраслях промышленности.

Актуальность. Электроэнергетика получает самое большее влияние от цифровых технологий, именно в этой отрасли прогнозируется повышение уровня числа активов и мест работы. Множество факторов влияют на данную ситуацию, а именно нестабильные цены на энергоресурсы и их доступность,

повышенное внимание к возобновляемым источникам энергии (Парижское соглашение по климату 2015 г.) и высокая опасность кибератак. Существуют препятствия и барьеры сдерживающее стремительное развитие электроэнергетической отрасли в области цифровизации [1].

Цель исследования. Проведение анализа внедрения цифровых технологий в электроэнергетической отрасли, а также выявление основных сдерживающих факторов его развития.

Для достижения поставленной цели, были поставлены следующие задачи:

- анализ возможностей цифровизации электроэнергетической отрасли;
- выяснение последствий внедрения цифровых инструментов в деятельность энергокомпаний;
- обзор цифровых препятствий развития электроэнергетической отрасли.

Для всех генерирующих компаний открыты новые возможности при внедрении цифровых технологий в свою деятельность:

1. Изменение механизмов управления жизненным циклом активов путем использования устройств дистанционного управления или предупредительных ремонтов в онлайн-режиме, что позволяет увеличить срок службы актива или улучшению производительности генерирующих активов и платформы [2].
2. Повышение эффективности энергетических сетей: балансировка нагрузки позволяет оптимизировать работу схемы электроснабжения, управление энергетическими сетями, сквозное соединение, которое достигается подключением активов, устройств, оборудования и с помощью расширения функционала мониторинга сети.
3. Интеграция современных программных продуктов и сервисов, позволяющих улучшить технологические процессы по производству энергии и управлению энергопотреблением, в единую объединенную систему обслуживания потребителей.
4. Персонификация электроэнергии - персонализированные подключаемые услуги за пределами цепочки формирования стоимости электроэнергии, приспосабливающихся к потребителю.

Внедрение цифровых технологий в электроэнергетической отрасли способствует созданию новых бизнес-моделей с учетом экологических факторов, а именно перехода на «зеленую энергетику», увеличение числа электромобилей и внесение изменений в политику компаний в области ресурсосбережения [3]. В связи с этим на электроэнергетическом рынке будут созданы новые бизнес-модели:

1. Virtual Utility – посредники на энергетическом рынке, осуществляющие сбор энергии из разных распределительных систем.
2. Grid Developer, в данной модели коммунальные организации приобретают, создают, строят, владеют и эксплуатируют линии электропередачи, соединяющие децентрализованные генераторы с операторами местных распределительных систем.

3. Network Manager – управляет распределительными устройствами и предоставляет доступ к своим сетям вырабатывающим электроэнергию предприятиям, компаниям, владеющим соединительными линиями и поставщикам розничного обслуживания.

Несмотря на привлекательные картины будущего в плане развития электроэнергетической отрасли, существует ряд цифровых барьеров, затормаживающих цифровизацию данной отрасли, а именно:

1. Сложности в регулировании, так как использование дронов (беспилотных летательных аппаратов) для мониторинга воздушных линий контролируется рядом законодательных актов.

2. Унификация и обмен данными предполагает, что компании должны делиться информацией о своей деятельности с целью стандартизации данных в отрасли, но не каждая организация проявит желание раскрывать бизнес-стратегии или своего рода «секреты» технологических процессов. Примером может послужить, информация о разведке месторождений со стороны нефтегазовых компаний [1].

3. Замедленное внедрение цифровых инструментов в производственную детальность самый главный и сложный барьер для цифровизации электроэнергетической отрасли, связанный с нехваткой специалистов в этой области и воспрепятствованию изменения привычного уклада развития энергокомпании.

4. Кибербезопасность, то есть обеспечение энергетической безопасности в плане защиты данных, находящихся в облаке, становится трудной задачей для организаций, так как они совсем недавно начали осваивать новые технологии.

Выводы. Энергетическая отрасль ключевой сегмент развития экономики, а значит, нуждается в коренной перестройки с целью перехода в эпоху цифровой экономики.

Осуществление цифровой трансформации является сложной и неоднозначной задачей, при которой необходимо в первую очередь минимизировать риски внеплановой остановки предприятия из-за сбоев при внедрении новых технологий. Кроме того, цифровизации отрасли сильно препятствуют дефицит «цифровых» специалистов, отсутствие целого ряда стандартов, а также киберугрозы и нестабильность рынка в целом.

ЛИТЕРАТУРА

1. Туровец Ю. и др. «Зеленая» цифровая трансформация в электроэнергетике //Форсайт. – 2021. – Т. 15. – №. 3. – С. 35-51.

2. Афанасьев В. Я., Мищеряков С. В., Подольский Д. С. Сетецентрический подход к управлению субъектами рынка в условиях цифровой трансформации электроэнергетики //Вестник РГГУ. Серия «Экономика. Управление. Право». – 2021. – №. 2. – С. 8-23.

3. Кулик П. В. Цифровая трансформация электроэнергетики Республики Беларусь: интеллектуализация сетей и возобновляемая энергетика. – 2021.

4. Голубев, В. А. Цифровизация процесса выбора контрактов для максимизации прибыли при производстве и продаже СПГ / В. А. Голубев, Р. С. Киреев, О. В. Новикова // Цифровая экономика,умные инновации и технологии : Сборник трудов Национальной (Всероссийской) научно-практической конференции с зарубежным участием, Санкт-Петербург, 18–20 апреля

2021 года. – Санкт-Петербург: ПОЛИТЕХ-ПРЕСС, 2021. – С. 288-290. – DOI 10.18720/IEP/2021.1/90.

УДК 620.9

В.С. Хворова, Э.М. Габдрахманов
Казанский Государственный Энергетический университет

ЦИФРОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В ЭНЕРГЕТИЧЕСКОМ СЕКТОРЕ

Введение. В данной статье изложены основные этапы цифровой трансформации энергетического сектора России. Методологическую основу исследования составляют ключевые федеральные законы и нормативные акты, которые легли в основу цифровизации российского энергетического сектора.

Актуальность. Развитие энергетического сектора имеет ключевое значение в развитии государства. От нее зависит развитие производства и обеспечение жизнедеятельности населения страны.

Цель исследования. Выявление основных сегментов российской энергетической трансформации. Объектом исследования является энергетический сектор России, а предметом исследования являются методы цифровой трансформации национальной электроэнергетической инфраструктуры. С учетом поставленной цели в исследовании решались следующие задачи:

- рассмотреть основные этапы цифровизации российского энергетического сектора;
- выделить ключевые стратегии по цифровизации российской экономики
- выделить преимущества четвертого энергетического перехода.

В ходе исследования было выявлено два основных сегмента российской энергетической трансформации. Первый из них посвящен разработке методологической основы цифровой трансформации (ведомственный проект «Цифровая энергетика») [1]. Второй проект направлен на разработку новых технических решений, их активное тестирование в полевых условиях и устранение возникающих административных барьеров (дорожная карта EnergyNet, проект «Единая техническая политика - надежность электроснабжения»).

Рассмотрим 2 основных этапа цифровизации российского энергетического сектора.

Стратегия по масштабной цифровизации российской экономики была официально объявлена 4 декабря 2014 года во время ежегодного послания президента России Федеральному Собранию [2]. Конечной целью инициативы является обеспечение национальной безопасности, повышение качества жизни и развитие отраслей, работающих в новой технологической среде. Национальная технологическая инициатива (НТИ) сформировалась к середине 2015 года и была официально утверждена в 2016 году и рассчитана до 2035 года.

Инициатива включает в себя 8 дорожных карт и около 54 проектов Фонда НТИ и 578 проектов Фонда содействия малым инновационным предприятиям [2]. Дорожные карты NTI включают «Neuronet», «Technet», «Healthnet» и некоторые другие. Их реализация должна открыть новые рынки и создать условия для глобального технологического лидерства России. Именно в рамках НТИ с 2016-2017 годов реализуется план действий «EnergyNet» по цифровизации национального энергетического сектора.

Миссия этого плана действий в значительной степени соответствует NTI, но адаптирована к потребностям энергетического сектора. Конечная цель EnergyNet - обеспечить глобальное технологическое лидерство российских компаний на новых энергетических рынках путем перспективного развития методов цифровой трансформации национальной электроэнергетической инфраструктуры. Конкретные цели проекта связаны с:

- выход на новые энергетические рынки;
- разработка/внедрение перспективных интеллектуальных энергетических технологий и услуг;
- импорт разрабатываемых технологий из "целевых стран" (например, государств - членов БРИКС);
- модернизация энергетических активов;
- подготовка кадров и пр.

Ключевыми сегментами дорожной карты «EnergyNet» являются «надежные и гибкие распределительные сети» и«интеллектуальная распределенная энергия» [3].

Также 9 июня 2020 года была утверждена новая «Энергетическая стратегия России на период до 2035 года» [4]. Именно в этом документе ставится цель «цифровой трансформации и «умной» энергетики и топливной промышленности» и содержатся ссылки на дорожную карту NTI EnergyNet и отраслевые проекты Министерства энергетики.

Современный мир является свидетелем начала четвертого энергетического перехода, целью данного перехода к новой энергетике является повышение энергетической безопасности, энергоэффективности; сделать энергию более доступной и экологически чистой; сделать возобновляемые источники энергии конкурентоспособными, поскольку инновации на рынке достигают критической массы [5].

Российская экономика тоже активно участвует в поэтапной цифровизации отраслей, в том числе топливно-энергетического комплекса.

Для достижения этой цели разрабатываются не только соответствующие нормативные документы, но и предлагаются целевые стимулы для содействия созданию и внедрению цифровых технологий.

ЛИТЕРАТУРА

1. Ведомственный проект «Цифровая энергетика» - https://minenergo.gov.ru/node/14559
2. Официальный сайт Национальная технологическая инициатива - https://nti2035.ru/
3. О «дорожной карте» «Энерджинет» - http://government.ru/news/25948/

4. Энергетическая стратегия России на период до 2035 года» - https://minenergo.gov.ru/sites/default/files/documents/11/10/1920/
5. Ремизова Т.С., Кошелев Д.Б. Проблемы и задачи развития цифровых технологий в электроэнергетической отрасли России // Энергоэксперт. – 2018. – 18-20 с.
6. Голубев, В. А. Цифровизация процесса выбора контрактов для максимизации прибыли при производстве и продаже СПГ / В. А. Голубев, Р. С. Киреев, О. В. Новикова // Цифровая экономика,умные инновации и технологии : Сборник трудов Национальной (Всероссийской) научно-практической конференции с зарубежным участием, Санкт-Петербург, 18–20 апреля 2021 года. – Санкт-Петербург: ПОЛИТЕХ-ПРЕСС, 2021. – С. 288-290. – DOI 10.18720/IEP/2021.1/90.

УДК 661.961

А.А. Стасеев, А.А. Жарковский
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

РАЗРАБОТКА СИСТЕМ АВТОМАТИЧЕСКОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАБОЧЕГО КОЛЕСА ЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА

Введение. На кафедре гидромашиностроения СПБПУ долгое время производятся работы по созданию систем автоматического проектирования центробежных насосов. К настоящему моменту наработки созданы в программных средах Fortran и Visual Basic.

Актуальность. В нынешнее время существует чётко выраженный тренд на автоматизацию процессов проектирования, которая помогает существенно сократить трудоёмкость и времязатраты на выполнение расчёта рабочего колеса центробежных насосов.

Цель исследования. Адаптация и усовершенствование наработок, созданных ранее на кафедре гидромашиностроения СПБПУ на современное программное обеспечение на основе языка программирования Python. С учётом поставленной задачи можно выделить конкретные цели при разработке новой системы автоматического проектирования рабочих колёс центробежных насосов:

1. Расчёт основных параметров рабочего колеса центробежного насоса на основе литературы [1]
2. Построение меридианного сечения на основе методики [2]
3. Расчёт равноскоростного потока в меридианном сечении на основе теории, изложенной в [3]
4. Проектирование входной и выходной кромок на основе [1]
5. Проектирование лопастной системы на основе [1]
6. Расчёт потерь в спроектированном рабочем колесе

Алгоритм выполнения проектирования с примерами результатов для рабочего колеса КсВА 630–125 приведён на рисунке 1. Оболочка программы, как и средства трансфера данных из legacy-кода на Fortran были запрограммированы на основе Python. Legacy-код исправно функционирует на современном программном обеспечении, в отличие от ранее созданного интерфейса на Visual Basic.

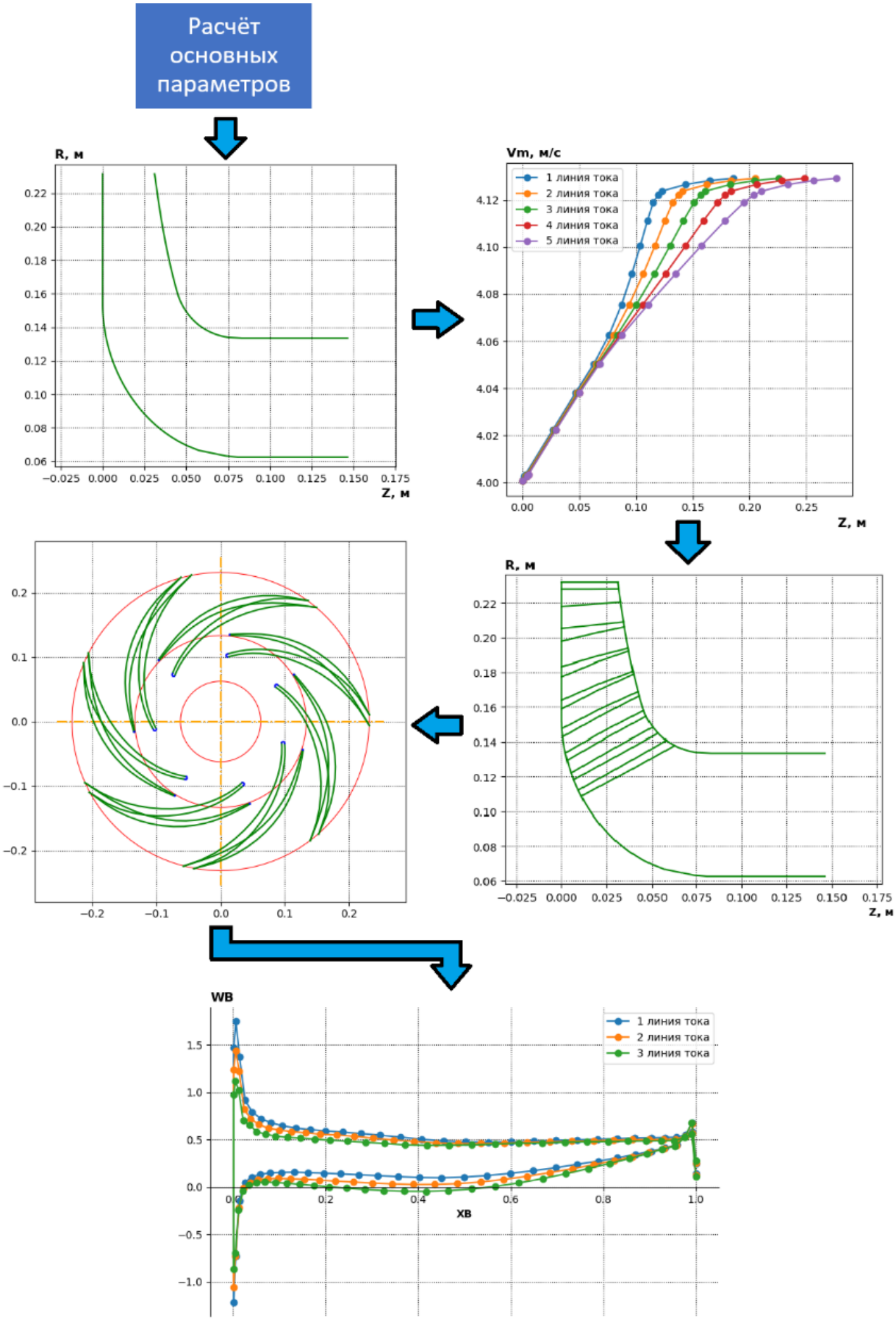


Рисунок 1 – Алгоритм расчёта с помощью системы автоматического проектирования

Выводы. На основе данного программного комплекса в кратчайшие сроки было спроектировано рабочее колесо центробежного насоса КсВА 630–125. Также было разработано несколько усовершенствований позволяющий сделать процесс проектирования максимально гибким, например:

1. Интерактивное изменение меридианного сечения в интерфейсе
2. Мгновенный трансфер результатов в Microsoft Excel
3. Трансфер результатов в Ansys

ЛИТЕРАТУРА

1. Горгиджанян С.А. Гидравлические расчеты проточной части центробежных насосов. Л.: Методические указания. ЛПИ, 1982. 39 с.
2. Жарковский А.А., Грянко Л.П., Плешанов В.Л. Автоматизированное проектирование рабочего колеса центробежного насоса: Учеб. пособие / СПбГТУ. СПб., 1997. 108 с.
3. Жарковский А.А., Грянко Л.П., Плешанов В.Л. Автоматизированное проектирование ступени центробежного насоса. Проектирование рабочего колеса: Метод. Указания к курсовому и дипломному проектированию/ЛПИ.Л., 1989. 40 с.

УДК 620.92+004.942

А.М. Молоков, Н.К. Казанцев
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

ЯЗЫК ПРОГРАММИРОВАНИЯ «PYTHON» КАК ИНСТРУМЕНТ ОПТИМИЗАЦИИ ПРОЦЕССОВ АНАЛИЗА ДАННЫХ ПО ПОКАЗАНИЯМ ЭЛЕКТРОПРИБОРОВ

Введение. В настоящий момент развитие тесной интеграции методов анализа «Big Data» является очень актуальной задачей, стоящей перед компаниями, основой деятельностью которых является генерация, передача и распределение электроэнергии. Тенденция к увеличению потребителей электроэнергии является закономерной причиной роста мощности нагрузки, и, как следствие, увеличения объема данных, необходимых для анализа, с целью увеличения эффективности работы энергосистемы и внесения корректировок в параметры ее безопасности.

Актуальность. Далеко не каждая компания способна обеспечить себе специализированное программное обеспечение по следующим причинам: включение в стоимость нерелевантного функционала; недостаточный уровень квалификации персонала; невозможность разработки собственного программного обеспечения с целью уменьшения влияния компаний-разработчиков стороннего программного обеспечения на деятельность компании. Поэтому в качестве наиболее рациональной и доступной альтернативы в данной статье рассмотрено использование языка программирования «python» в качестве инструмента анализа.

Цель исследования. Выявление наиболее выгодных с финансовой точки зрения и удобных в использовании альтернативных способов анализа данных. Объект исследования - программная библиотека «pandas» на языке программировании «python», а предметом исследования является процесс

анализа данных со счетчиков электрических приборов села «Заозерье», находящегося в Карелии [1]. С учетом поставленной цели в исследовании решались следующие задачи:

1. Оптимизация данных, присылаемых со счетчиков, в формат, доступный для использования их в «python».

2. Выбор наиболее рациональных путей и команд для выполнения анализа.

3. Наглядная визуализация данных, полученных после обработки.

Для данного конкретного примера данные были взяты с сайта «Комета». Вся информация по показаниям со счетчиков, объединённых с трансформаторной подстанцией 206, приходит в виде таблицы 1.

Таблица 1: Данные полной выгрузки ТП-206.

	time	value	type	device_id	address
0	2020-05-26 00:00:00	35	Ap	4087218	ТП-206, оп.б/н
1	2020-05-26 00:00:00	0	Ap	4087242	ТП-206, оп.б/н
2	2020-05-26 00:00:00	12	Ap	1577196	ТП-206, оп.3.21
…					
1047141	2020-07-31 23:55:00	243,2	Va	1577196	ТП-206, оп.3.21
1047142	2020-07-31 23:57:00	0	Ia	1577028	ТП-206, оп.1.21

Проанализировав данные, предоставленные компанией, снабжающей поселок электроэнергией (таблица 1), можно сказать, что данная таблица содержит более одного миллиона строк. Очевидно, что детальный анализ такого объема данных вручную является нерациональным использованием временных ресурсов, однако данную работу можно существенно упростить, прибегнув к помощи библиотеки «pandas». После опроса представителей различных энергораспределительных компаний были выявлены ключевые задачи, интересующие инженеров, а именно:

1. Профиль потребления за месяц, неделю и сутки суммарно по поселку в общем и по интересующим пользователям, в частности.

2. Минимальная, средняя и максимальная мощность нагрузки на трансформаторе в определенный момент времени.

3. Распределение потребителей по суммарному потреблению за месяц.

4. Количество потребителей, отсутствующих дома больше суток.

5. Суточный профиль частоты и стандартное отклонение для каждого потребителя.

6. Минимально и максимально зарегистрированные значения частоты, тока и напряжения во всех трех фазах в поселке.

В качестве примера решения одной из указанных выше задач на рисунке 1 представлена реализация алгоритма по составлению профиля потребления на основе имеющихся данных, а также его визуализация [2]; [3].

```
data = pd.read_excel("ТП-206 полная выгрузка.xlsx", index_col=0, header=0)
df_Ap = data.copy()
df_Ap = df_Ap[df_Ap.type == 'Ap'] #оставляем в столбце "type" только значения по потреблению
df_Ap = df_Ap.drop(['address', 'type'], axis = 1) #убираем ненужные столбцы
df_Ap_d = df_Ap.resample('h').sum()/1000 #суммируем все значения, полученные в течении суток от всех устройств для каждого дня
df_Ap_d['value'].groupby(df_Ap_d.index.hour).mean().plot.bar(figsize=(20,10),title = 'Суммарно по поселку профиль потребления за
plt.ylabel('Потребление, кВт*ч')
plt.xlabel('Час дня')
plt.show()
```

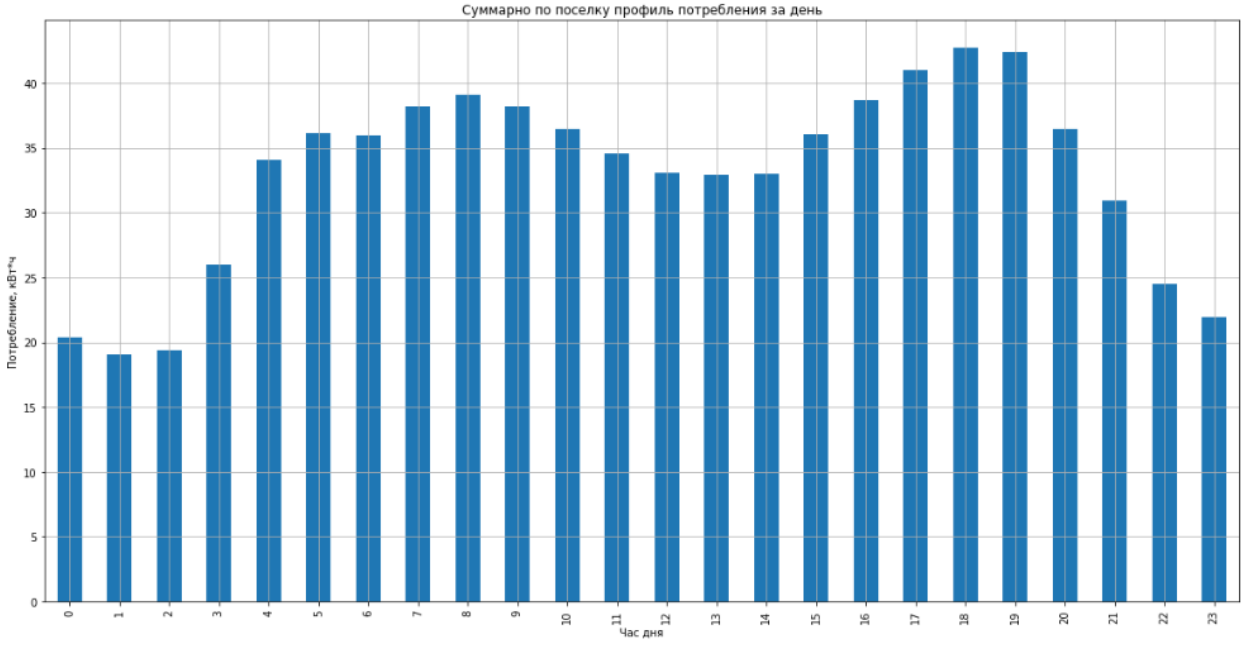


Рисунок 1 – Суммарный профиль потребления в течение суток

Используя аналогичный подход к решению остальных задач, можно анализировать данные намного быстрее, избегая при этом лишних затрат на специализированное ПО. Подобный анализ нацелен на выявление ряда основополагающих особенностей сети электроснабжения, таких как: качество электроэнергии, снабжающей поселок; состояние оборудования, фиксирующего показания потребления электроэнергии; добросовестность потребителей и др.

Выводы. В результате исследования можно прийти к выводу, что, обладая поверхностными навыками программирования на языке «python», можно существенно упростить анализ большого объема данных, не прибегая при этом к использованию специализированного программного обеспечения и привлечению дополнительных финансовых ресурсов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Tutorials – pandas 0.24.2 documentation [Электронный ресурс] – URL: http://pandas.pydata.org/pandas-docs/stable/getting_started/tutorials.html (Дата обращения: 20.04.2022).
2. Гуриков, С.Р. Основы алгоритмизации и программирования на Python / С.Р. Гуриков. - М.: Форум, 2018. - 342–359 с.
3. Библиотека Pandas в Python [Электронный ресурс]. - URL: https://pythonim.ru/libraries/biblioteka-pandas-python (дата обращения - 20.04.2022 г.)

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ЭКОНОМИКА В ЭНЕРГЕТИКЕ

Материалы Международной
научно-практической конференции

27 апреля 2022 года

Налоговая льгота – Общероссийский классификатор продукции
ОК 005-93, т. 2; 95 3004 – научная и производственная литература

Подписано в печать 17.05.2021. Формат 60×84/16. Печать цифровая.
Усл. печ. л. 20,25. Тираж 28. Заказ 2355.

Отпечатано с готового оригинал-макета,
предоставленного ответственным за выпуск,
в Издательско-полиграфическом центре Политехнического университета.
195251, Санкт-Петербург, Политехническая ул., 29.
Тел.: (812) 552-77-17; 550-40-14.