

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа энергетики
 Направление подготовки 13.04.01 Теплоэнергетика и теплотехника
 Отделение школы (НОЦ) Научно-образовательный центр И.Н. Бутакова

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

| |
|---|
| Тема работы |
| АНАЛИЗ И РАЗРАБОТКА СПОСОБОВ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ТОМСКОЙ ГРЭС-2 В ЛЕТНИЙ ПЕРИОД |

УДК 621.311.22

Студент

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|---------------------------|---------|------|
| 5БМ81 | Малянова Марина Сергеевна | | |

Руководитель ВКР

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|--------------------------------|---------------|------------------------|---------|------|
| Доцент НОЦ И.Н.Бутакова ИШЭ | О.Ю. Ромашова | к.т.н., доцент | | |

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-------------|---------------|------------------------|---------|------|
| Доцент ОСГН | В.А. Маланина | к.э.н., доцент | | |

По разделу «Социальная ответственность»

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|--|---------------|------------------------|---------|------|
| Ст. преподаватель отделения общетехнических дисциплин | С.В. Романова | - | | |

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

| Руководитель ООП | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|--|---------------|------------------------|---------|------|
| Технология производства электрической и тепловой энергии | О.Ю. Ромашова | к.т.н., доцент | | |

Запланированные результаты обучения выпускника образовательной программы магистра «Тепловые и атомные электрические станции» по направлению «Теплоэнергетика и теплотехника» в соответствии целями основной образовательной программы, видами и задачами профессиональной деятельности, указанными в ФГОС ВО 13.04.01

| Код | Результат обучения |
|---|--|
| Профессиональные компетенции | |
| <i>Проектно-конструкторская деятельность:</i> | |
| Р1 | Применять передовые знания и достижения для формулирования заданий на разработку инновационных проектов; разрабатывать проектные решения, связанные с модернизацией технологического оборудования, улучшением эксплуатационных характеристик агрегатов, экономией энергоресурсов и повышением экологической безопасности. |
| Р2 | Проводить моделирование и технические расчеты по проектированию схем и оборудования, анализ надежности, технико-экономический и функционально-стоимостной анализ эффективности проектных решений применительно к тепловым и атомным электростанциям, их системам и оборудованию |
| <i>производственно-технологическая деятельность</i> | |
| Р3 | Ставить и решать инновационные задачи разработки мероприятий по совершенствованию технологии производства и отпуска электроэнергии и теплоты для обеспечения экономичной, надежности и безопасной эксплуатации теплоэнергетического оборудования и технических систем ТЭС и АЭС |
| Р4 | Применять современные методы и средства практической инженерной деятельности для надежной и экономичной эксплуатации высокотехнологичного оборудования и технических систем ТЭС и АЭС |
| Р5 | Применять знания нетехнических ограничений инженерной деятельности при внедрении, эксплуатации и обслуживании современных высокотехнологичных аппаратов и систем, обеспечивая их <i>высокую эффективность и надежность</i> , соблюдение правил охраны здоровья и безопасности труда на производстве, выполнять требования по защите окружающей среды |
| <i>научно-исследовательская деятельность</i> | |
| Р6 | Применять глубокие знания для планирования и постановки задачи инновационного инженерного исследования, выявлять приоритеты решения задач, выбирать и создавать критерии оценки, применять инновационные методы исследования, проводить исследования, критически интерпретировать, публично представлять и обсуждать результаты научных исследований |

| | |
|---|---|
| <i>организационно-управленческая деятельность</i> | |
| P7 | Руководить коллективом специалистов различных направлений и квалификаций, действовать в нестандартных ситуациях, принимать организационно-управленческие решения и нести за них ответственность при организации работ, разрабатывать мероприятия по предотвращению экологических нарушений |
| <i>педагогическая деятельность</i> | |
| P8 | Осуществлять педагогическую деятельность в области профессиональной подготовки |
| <i>Универсальные компетенции</i> | |
| P9 | Демонстрировать <i>глубокие знания философских аспектов</i> инновационной инженерной деятельности, компетентность в вопросах <i>устойчивого развития</i> , мыслить абстрактно, обобщать, анализировать, систематизировать и прогнозировать, принимать решения в сложных инженерных задачах с технической неопределенностью и недостатком информации |
| P10 | Самостоятельно учиться, саморазвиваться, используя творческий потенциал; самореализовываться, непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности |
| P11 | Использовать иностранный язык для эффективного взаимодействия в профессиональной сфере |

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа энергетики
 Направление подготовки 13.04.01 Теплоэнергетика и теплотехника
 Отделение школы (НОЦ) Научно-образовательный центр И.Н. Бутакова

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ О.Ю. Ромашова
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

| |
|---|
| магистерской диссертации (бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации) |
|---|

Студенту:

| Группа | ФИО |
|--------|----------------------------|
| 5БМ81 | Маляновой Марине Сергеевне |

Тема работы:

| |
|---|
| АНАЛИЗ И РАЗРАБОТКА СПОСОБОВ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ТОМСКОЙ ГРЭС-2 В ЛЕТНИЙ ПЕРИОД |
|---|

| | |
|---|-------------------------|
| Утверждена приказом директора (дата, номер) | №127-27/с от 06.05.2020 |
|---|-------------------------|

| | |
|--|--|
| Срок сдачи студентом выполненной работы: | |
|--|--|

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

| | |
|---|--|
| <p>Исходные данные к работе</p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p> | <p>Целью работы является разработка способа оптимальной загрузки Томской ГРЭС-2 в летний период.</p> <p>Объектом исследования является Томская ГРЭС-2.</p> <p>Экономическая эффективность/значимость работы: снятие сезонных технических ограничений установленной мощности и оптимизация загрузки основного генерирующего оборудования.</p> |
|---|--|

| | |
|---|---|
| <p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p> | <ol style="list-style-type: none"> 1. Характеристика оборудования и режимов Томской ГРЭС-2; 2. Анализ тепловой экономичности теплофикационных турбин; 3. Анализ работы оборудования ГРЭС-2 в летний период; 4. Оптимизация режимов работы турбинного цеха при частичной нагрузке отопительных отборов; 5. Анализ путей повышения эффективности работы Томской ГРЭС-2 в летний период; 6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. |
|---|---|

| | |
|---|---|
| <p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p> | - |
|---|---|

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы
(с указанием разделов)

| Раздел | Консультант |
|--|--|
| Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение | В.А. Маланина, доцент ОСГН |
| Социальная ответственность | С.В. Романова, ст. преподаватель отделения общетехнических дисциплин |

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

1. Характеристика оборудования и режимов работы Томской ГРЭС-2

| | |
|---|------------|
| Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику | 24.01.2020 |
|---|------------|

Задание выдал руководитель:

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|--------------------------------|---------------|------------------------|---------|------------|
| Доцент НОЦ И.Н.Бутакова ИШЭ | О.Ю. Ромашова | к.т.н., доцент | | 24.01.2020 |

Задание принял к исполнению студент:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|---------------------------|---------|------------|
| 5БМ81 | Малянова Марина Сергеевна | | 24.01.2020 |

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

| | |
|---------------|----------------------------|
| Группа | ФИО |
| 5БМ81 | Маляновой Марине Сергеевне |

| | | | |
|---------------------|--------------|---------------------------|---|
| Школа | ИШЭ | Отделение (НОЦ) | им. И. Н. Бутакова |
| Уровень образования | Магистратура | Направление/специальность | 13.04.01 Теплоэнергетика и теплотехника |

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

| | |
|---|---|
| 1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i> | Стоимость материальных ресурсов определялась по средней стоимости по г. Томску. Оклад руководителя – 26 300 руб. Оклад инженера – 17 000 руб. |
| 2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i> | Премияльный коэффициент 30%; Коэффициент доплат и надбавок 15%; Коэффициент дополнительной заработной платы 13%; Накладные расходы 16%; Районный коэффициент 30%. |
| 3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i> | Коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды 30,2 % |

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

| | |
|--|---|
| 1. <i>Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i> | - Анализ конкурентных технических решений; - Инициация проекта; - SWOT – анализ |
| 2. <i>Разработка устава научно-технического проекта</i> | Формирование плана и графика проекта: - определение структур работ; - определение трудоемкости работ; - разработка диаграммы Ганта. |
| 3. <i>Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i> | Формирование бюджета затрат проекта: - материальные затраты; - заработная плата (основная и дополнительная); - отчисления на социальные цели; - накладные расходы; - амортизационные отчисления. |
| 4. <i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i> | - Определение ресурсоэффективности исследования |

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

| |
|---|
| 1. Оценочная карта сравнения конкурентных решений 2. SWOT- анализ 3. График Ганта 4. Бюджет затрат проекта |
|---|

| | |
|--|------------|
| Дата выдачи задания для раздела по линейному графику | 10.03.2020 |
|--|------------|

Задание выдал консультант:

| | | | | |
|-------------|---------------|---------------------------|---------|------------|
| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
| Доцент ОСГН | В.А. Маланина | к.э.н., доцент | | 10.03.2020 |

Задание принял к исполнению студент:

| | | | |
|--------|---------------|---------|------------|
| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
| 5БМ81 | М.С. Малянова | | 10.03.2020 |

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 72 страницы, 1 рисунок, 28 таблиц.

Ключевые слова: ТЕПЛОФИКАЦИОННАЯ ТУРБИНА, ТЕПЛОВОЙ ГРАФИК, ЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ ГРАФИК, КОНДЕНСАЦИОННЫЙ РЕЖИМ, ТЕПЛОВАЯ ЭКОНОМИЧНОСТЬ, ТОПЛИВНАЯ СОСТАВЛЯЮЩАЯ, ДИАГРАММА РЕЖИМОВ, ГРАДИРНЯ, УСТАНОВЛЕННАЯ МОЩНОСТЬ, ВРЕМЕННЫЕ ОГРАНИЧЕНИЯ МОЩНОСТИ.

Объектом исследования является Томская ГРЭС-2.

Целью работы является – расчет эффективности перевода Томской ГРЭС-2 на работу с повышенной нагрузкой турбин по теплу в летний период.

В процессе исследования проводился анализ фактических режимов работы станции и их особенностей, определены факторы, влияющие на работу станции в летний период.

В результате исследования предложены и рассчитаны варианты по оптимизации режимов работы станции со снятием ограничением установленной электрической мощности в летний период.

Область применения: Томская ГРЭС-2.

Экономическая эффективность/значимость работы: снятие сезонных технических ограничений установленной мощности и оптимизация загрузки основного генерирующего оборудования.

Работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Office Word 2007, с использованием программ Microsoft Office Excel 2007.

СОКРАЩЕНИЯ

ТЭС – тепловая электростанция;

ГРЭС – государственная районная электростанция

ЛМЗ – Ленинградский металлический завод;

УТЗ – Уральский турбинный завод;

УРУТ – удельный расход условного топлива;

БКЗ – Барнаульский котельный завод;

РОУ – редуционно-охладительная установка;

ТСС – топливная составляющая станции;

ТКЗ – Таганрогский котельный завод;

СО ЕЭС– Системный оператор Единой энергетической системы;

ОРЭМ – оптовый рынок электроэнергии и мощности;

РСВ – рынок на сутки вперед;

СЗЗ – санитарно-защитная зона;

ПДК – предельно допустимая концентрация;

СОУТ – специальная оценка условий труда.

ОГЛАВЛЕНИЕ

| | |
|--|----|
| ВВЕДЕНИЕ..... | 11 |
| 1 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБОРУДОВАНИЯ И РЕЖИМОВ ТОМСКОЙ ГРЭС-2 | 12 |
| 1.1 ОБЩЕЕ ОПИСАНИЕ СТАНЦИИ..... | 12 |
| 1.2 ОСНОВНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ СТАНЦИИ | 14 |
| 1.3 СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ И ТЕПЛОВЫЕ НАГРУЗКИ | 17 |
| 1.4 ХАРАКТЕРНЫЕ РЕЖИМЫ РАБОТЫ ОБОРУДОВАНИЯ..... | 19 |
| 1.5 РОЛЬ ТОМСКОЙ ГРЭС-2 В ПОКРЫТИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО И ТЕПЛОВОГО ГРАФИКОВ НАГРУЗКИ..... | 20 |
| 2 АНАЛИЗ ТЕПЛОВОЙ ЭКОНОМИЧНОСТИ ТЕПЛОФИКАЦИОННЫХ ТУРБИН | 25 |
| 2.1 ПОКАЗАТЕЛИ ТЕПЛОВОЙ ЭКОНОМИЧНОСТИ..... | 25 |
| 2.2 ВЛИЯНИЕ РЕЖИМОВ РАБОТЫ НА ПОКАЗАТЕЛИ ТЕПЛОВОЙ ЭКОНОМИЧНОСТИ..... | 28 |
| 2.3 АНАЛИЗ РАБОТЫ В КОНДЕНСАЦИОННОМ РЕЖИМЕ | 31 |
| 2.4 МЕТОДИКА РАСЧЕТА УДЕЛЬНЫХ РАСХОДОВ ТОПЛИВА..... | 31 |
| 3 АНАЛИЗ РАБОТЫ ОБОРУДОВАНИЯ ГРЭС-2 В ЛЕТНИЙ ПЕРИОД | 38 |
| 3.1 ОЦЕНКА СОСТОЯНИЯ СИСТЕМЫ ТЕХНИЧЕСКОГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ | 38 |
| 3.2 АНАЛИЗ РАБОТЫ ТУРБИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ В ЛЕТНИЙ ПЕРИОД..... | 40 |
| 3.3 ОСОБЕННОСТИ РАБОТЫ КОТЕЛЬНОГО ЦЕХА В ЛЕТНИЙ И ЗИМНИЙ ПЕРИОДЫ РАБОТЫ..... | 43 |
| 4 ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ТУРБИННОГО ЦЕХА ПРИ ЧАСТИЧНОЙ НАГРУЗКЕ ОТОПИТЕЛЬНЫХ ОТБОРОВ | 46 |
| 4.1 ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ..... | 46 |
| 4.2 МЕТОДЫ ОПТИМАЛЬНОГО РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ТЕПЛОВЫХ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК НА ТЭС..... | 47 |
| 5 АНАЛИЗ ПУТЕЙ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ТОМСКОЙ ГРЭС-2 В ЛЕТНИЙ ПЕРИОД | 49 |
| 6 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ..... | 51 |
| 6.1 ОЦЕНКА КОММЕРЧЕСКОГО ПОТЕНЦИАЛА И ПЕРСПЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ НАУЧНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ С ПОЗИЦИИ РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТИ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЯ | 51 |
| 6.1.1 АНАЛИЗ КОНКУРЕНТНЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ С ПОЗИЦИИ РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТИ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЯ | 51 |

| | |
|--|----|
| 6.1.2 ИНИЦИАЦИЯ ПРОЕКТА | 54 |
| 6.1.3 SWOT – АНАЛИЗ | 57 |
| 6.2 ПЛАНИРОВАНИЕ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ | 58 |
| 6.2.1 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТРУДОЕМКОСТИ ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ | 60 |
| 6.2.2 РАЗРАБОТКА ГРАФИКА ПРОВЕДЕНИЯ ПРОЕКТА | 61 |
| 6.3 БЮДЖЕТ ПРОЕКТА | 65 |
| 6.3.1 РАСЧЕТ МАТЕРИАЛЬНЫХ ЗАТРАТ | 65 |
| 6.3.2 АМОРТИЗАЦИОННЫЕ ОТЧИСЛЕНИЯ | 66 |
| 6.3.3 ОСНОВНАЯ ЗАРАБОТНАЯ ПЛАТА ИСПОЛНИТЕЛЕЙ ПРОЕКТА..... | 67 |
| 6.3.4 ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ЗАРАБОТНАЯ ПЛАТА ИСПОЛНИТЕЛЕЙ ПРОЕКТА | 68 |
| 6.3.4 ОТЧИСЛЕНИЯ ВО ВНЕБЮДЖЕТНЫЕ ФОНДЫ (СТРАХОВЫЕ ОТЧИСЛЕНИЯ)..... | 68 |
| 6.3.5 НАКЛАДНЫЕ РАСХОДЫ | 69 |
| 6.3.6 ФОРМИРОВАНИЕ БЮДЖЕТА ЗАТРАТ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОГО ПРОЕКТА | 70 |
| 6.4 РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ | 70 |

ВВЕДЕНИЕ

На современном этапе развития энергетики вопрос распределения нагрузок особенно актуален по причине возросшей конкуренции на рынке производства электрической и тепловой энергии, а также в связи с тем, что существенно изменились объемы отпуска теплоты от теплоэлектроцентралей по сравнению с теми, которые были заложены при проектировании станций.

Эффективность работы ТЭС зависит от многих факторов: включенного в работу состава оборудования, заданных тепловых и электрических нагрузок станции, качества топлива, параметров работы оборудования, наличия существующих ограничений установленной мощности. Использование оптимизации позволяет с минимальными затратами повысить эффективность работы ТЭС без дополнительных капитальных вложений. Как правило, критерием оптимизации является минимизация расхода топлива для заданных электрической и тепловой нагрузок станции.

В качестве исходной информации для решения поставленной задачи используются нормативные энергетические характеристики оборудования, данные полученные в ходе балансовых испытаний, текущая информация по режиму работы и состоянию оборудования. При поиске оптимальных тепловых и электрических нагрузок генерирующего оборудования учитываются ограничения.

Для ТЭС летний период характеризуется работой на тепловую нагрузку турбин меньше номинальной, а теплофикационные турбины могут иметь конденсационный пропуск пара. Последний возможен и в отопительный период или как следствие неполной нагрузки ТЭС. В связи с этим задача распределения нагрузок для ТЭС в условиях отпуска тепла только за счёт ГВС и с учётом наличия в своем составе разнотипного турбинного оборудования и поперечных связей является весьма актуальной и своевременной.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБОРУДОВАНИЯ И РЕЖИМОВ ТОМСКОЙ ГРЭС-2

Установленная электрическая мощность Томской ГРЭС-2 составляет 331 МВт:

- Турбоагрегаты ст. № 2, 3, 5, 6 и 7 – 221 МВт, с котлами ст. № 3 – 9, с поперечными связями по пару и питательной воде;
- Турбоагрегат ст. № 8 – 110 МВт, с котлами ст. № 10 – 12 в блочном режиме.

Установленная тепловая мощность станции- 815 Гкал/ч. Суммарная тепловая мощность отборов турбин составляет 650 Гкал/ч.

Определяющим по режиму работы ГРЭС-2 является покрытие тепловых нагрузок города. Все установленные турбины теплофикационные, выработка энергии комбинированная.

1.1 ОБЩЕЕ ОПИСАНИЕ СТАНЦИИ

Схема главных паропроводов выполнена двумя коллекторами 100 кгс/см², к которым подключены 5 котлов типа ТП-230-2 и 2 котла типа БКЗ-220-100, и одним коллектором 140 кгс/см², на который работают три котла типа БКЗ-210-140. Связь между коллекторами 100 и 15 кгс/см² осуществляется одним БРОУ 100/13. От коллекторов 100 кгс/см² пар подается на турбоустановки ст. № 2, 3, 5 - 7. Турбоустановка ст. № 8 работает от коллектора 140 кгс/см². Подача пара на коллектор 10 - 16 кгс/см² осуществляется от производственных отборов турбоустановок ст. № 6 и 7 БРОУ 100/13. Пар на коллектор 1,2 кгс/см² для нужд узла подпитки теплосети подается от отборов турбин ст. № 3 и 5 и двух БРОУ 15/1,8.

С 1 декабря 2009 года введен в эксплуатацию турбогенератор ст. №2 типа Т-50/60-90 на существующий резерв пара высокого давления от котлов на 100 кгс/см². На станции принята схема работы с объединением всасывающих коллекторов питательной воды питательных насосов типа ПЭ-270-150 и ПЭ-

380-185/200. Напорный коллектор питательной воды питательных насосов разделен.

Система циркуляционного водоснабжения - оборотная с градирнями. Подпитка системы циркуляционного водоснабжения осуществляется с береговой насосной реки Томь.

На Томской ГРЭС-2 производится раздельное сжигание твердого и газообразного топлива. Основным видом топлива является Кузнецкий каменный уголь марки «Д».

Кроме угля на электростанции сжигается природный газ Нижневартовского месторождения.

Мазут на электростанции предусмотрен в качестве растопочного топлива. По фактическим данным растопка котлов осуществляется на природном газе, в связи с этим мазут не сжигается.

Уголь поступает железнодорожными маршрутами. Разгрузка вагонов ведется на открытой эстакаде угольного склада двумя кранами перегружателями, зачистка вагонов и подготовка их к сдаче осуществляется в закрытом угольном сарае. Подача угля со склада в тракт топливоподачи ведется кранами перегружателями через угольные тчки на нулевом тракте топливоподачи или бульдозерами через южную или северную резервные углеподачи на угольном складе, затем уголь по тракту топливоподачи, пройдя подготовку в дробильных установках и схемах пылеприготовления, поступает на сжигание в котлоагрегаты.

Для удаления золошлаковых отходов служит схема гидрозолоудаления (ГЗУ), в которую входят золоотвалы, багерные насосы, насосы осветленной воды, золопроводы, трубопроводы осветленной воды.

Водоподготовительная установка Томской ГРЭС-2 состоит из:

– Водоподготовительной установки с полным химическим обессоливанием для подготовки подпиточной воды котлоагрегатов;

- Водоподготовительной установки для подготовки подпиточной воды теплосети.

Проектная производительность ОВПУ-135 т/ч. Схема ОВПУ включает в себя: 2 осветлителя, 4 механических фильтра, 5 Н-катионитных фильтра 1-ой ступени, 4 анионитных фильтра 1-ой ступени, 2 декарбонизатора, 3 Н-катионитных фильтра 2-ой ступени, 3 анионитных фильтра 2-ой ступени, 1 фильтр нейтрализатор, насосы перекачки, взрыхления, обессоленной воды.

Проектная производительность ВПУ подпитки теплосети - 1500 т/ч. Для подпитки теплосети используется умягченная натрий-анионированная вода.

Схема предочистки ВПУ включает в себя: 5 осветлителей, перекачивающие насосы осветленной воды, 12 механических фильтров. ВПУ-1 состоит из 6 Na-катионитовых фильтров. ВПУ-2 состоит из 14 Na-катионитных фильтров.

1.2 ОСНОВНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ СТАНЦИИ

Котельное оборудование

На Томской ГРЭС-2 установлено 10 котлоагрегатов. Пять котлов типа ТП-230-2 ст. № 4, 5, 6, 7 и 8 и два котла БКЗ-220-100 ст. № 3 и 9 подключены к двум коллекторам 100 кгс/см², три котла типа БКЗ-210-140 ст.№ 10, 11 и 12 подключены к коллектору 140 кгс/см². Связь между коллекторами осуществляется двумя РОУ 140/100. Основные технические данные котельного оборудования приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Основные технические данные котельного оборудования [1]

| Наименование | Тип котлоагрегатов, станционный номер | | | |
|--|---------------------------------------|-------------------|--------------------|------------------------|
| | БКЗ-220-100-4 ст. №3 | ТП-230-2 ст. №4-8 | БКЗ-220-100 ст. №9 | БКЗ-210-140 ст. №10-12 |
| 1 .Паропроизводительность, т/ч | 220 | 230 | 220 | 210 |
| 2.Давление перегретого пара, кгс/см ² | 100 | 100 | 100 | 140 |

Продолжение таблицы 1

| Наименование | Тип котлоагрегатов, стационарный номер | | | |
|------------------------------------|--|---|---|---|
| | БКЗ-220-100-4 ст. №3 | ТП-230-2 ст. №4-8 | БКЗ-220-100 ст. №9 | БКЗ-210-140 ст. №10-12 |
| 3. Температура перегретого пара, С | 510 | 510 | 540 | 560 |
| 4. Горелки: | | | | |
| Количество | 6 | 6 | 6 | 6 |
| Расположение | Вихревые, расположены по 3 на боковых стенах топки, треугольником вершиной вниз | Турбулентные типа ТКЗ, расположены на боковых стенах топки, предназначены для сжигания угля в пылевидном состоянии и попутного газа | Вихревые, расположены по 3 на боковых стенах топки, треугольником вершиной вниз | Вихревые, расположены по 3 на боковых стенах топки, треугольником вершиной вниз |
| 5. Способ распыла мазута | Мазутные форсунки парового распыления, встроенные в основные горелки | | | |
| 6. Тип золоуловителя | МП-ВТИ с коагуляторами Вентури | ст. №4 - батарейные циклоны, ст. №5- эмулгатор 2-го поколения, ст. №6-8 - МП-ВТИ с коагуляторами Вентури | МП-ВТИ с коагуляторами Вентури | ст. №10 - эмулгатор 2-го поколения, ст. №11,12 МП-ВТИ с коагуляторами Вентури |
| 7. Вид шлакоудаления | Твёрдое | | | |
| 8. Система пылеприготовления | Индивидуальная, замкнутая с пылевым бункером для шаровых барабанных мельниц при подаче пыли смесью горячего воздуха с инертными газами | | | |

Турбинное оборудование

Установленная электрическая мощность турбоагрегатов Томской ГРЭС-2 составляет 331 МВт.

Турбина ст. № 2 типа Т-50/60-90 ЛМЗ с теплофикационным отбором пара.

Турбины ст. № 3, 5 типа К-50-2М ЛМЗ перемаркированы на основании технических актов № 19, 20 от 30.10.91 в турбины типа Т-43-90, работают с теплофикационными отборами 1,8-2,5 кгс/см². Номинальная величина расхода пара в теплофикационный отбор 150 т/ч.

Турбина ст. № 6 типа ПТ-25-90/10 УТМЗ с производственным и теплофикационным отборами пара.

Турбина ст. № 7 типа ПТ-60-90/13 ЛМЗ с производственным и теплофикационным отборами пара.

Турбина ст. № 8 типа Т-118/125-130-8 УТМЗ с двумя теплофикационными отборами пара. Турбина сопряжена с генератором завода «Электросила» типа ТПФ-110-2УЗ зав. № 18011 с воздушным охлаждением номинальной мощностью 110 МВт.

Суммарная тепловая мощность отборов турбин составляет 650 Гкал/ч.

В конденсаторе турбоустановки ст. № 5 и встроенном пучке турбоустановки ст. №8 осуществляется, подогрев подпиточной воды теплосети в количестве до 1800 т/ч до температуры 35° С.

Основные технические данные турбоустановок в таблице 2.

Выпар деаэраторов высокого давления поступает в деаэраторы атмосферного типа. Выпар расширителей дренажей 1 ступени поступает в деаэраторы 6 кгс/см², выпар расширителей 2 ступени в деаэраторы 1,2 кгс/см². Пар продувки котлов используется для подогрева подпиточной воды.

Таблица 2 - Основные технические данные турбинного оборудования [1]

| Наименование | Т-50-90 ст.№2 | Т-43-90 ст.№3,5 | ПТ-25- 90/10 ст.№6 | ПТ-60-90-13 ст.№7 | Т-118/125- 130-8 ст. №8 |
|---|------------------|--------------------|-----------------------|----------------------|-------------------------------|
| 1. Номинальная электрическая мощность, МВт | 50 | 43 | 25 | 60 | 110 |
| 2. Давление свежего пара, кгс/см ² | 90 | 90 | 90 | 90 | 130 |
| 3. Температура свежего пара, °С | 500 | 500 | 500 | 535 | 555 |
| 4. Давление отработавшего пара, кгс/см ² | 0,107 | 0,036 | 0,04 | 0,05 | 0,057 |

Продолжение таблицы 2

| Наименование | Т-50-90 ст.№2 | Т-43-90 ст.№3,5 | ПТ-25- 90/10 ст.№6 | ПТ-60-90-13 ст.№7 | Т-118/125- 130-8 ст. №8 |
|--|------------------|--------------------|-----------------------|----------------------|-------------------------------|
| 5.Номинальное давление в камере производственного отбора, кгс/см ² | - | - | 13 | 10,5 | - |
| 6. Номинальное давление в камере теплофикационного отбора, кгс/см ² | 1,2 | 2,0 | 1,2 | 1,2 | 1,3 |
| 7. Максимальные расходы пара через: | | | | | |
| ЧВД, т/ч | 250 | 270 | 240 | 402 | 520 |
| ЧСД, т/ч | - | - | 115 | 220 | - |
| ЧНД, т/ч | - | 180 | 100 | 180 | 340 |

Турбины ст. № 3÷7 имеют бойлерные установки, турбина ст. № 2 ПСНГ-1, турбина ст. № 8 ПСГ-1,2 (подогреватели сетевой воды горизонтальные). Подогрев подпиточной воды осуществляется на двух бойлерах узла подпитки (УП), пар на УП может подаваться от турбин ст. №2,3,5 или от РОУ 30/1,8÷1,2. В связи с нехваткой в г. Томске тепловой мощности источников тепла температурный график имеет срезку на температуре 125°С при температуре наружного воздуха – 27°С и ниже.

1.3 СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ И ТЕПЛОВЫЕ НАГРУЗКИ

Выработка электроэнергии Томской ГРЭС-2 за 2019 год составила 950, 495 млн. кВтч, что ниже факта 2018 года на 12,0 % - выполнение задания электрической нагрузки СО. План по выработке электроэнергии на 2020 год составляет 1 145, 162 млн. кВтч.

Объем отпуска тепла за 2019 год составляет 2 260, 093 тыс. Гкал, что ниже факта 2018 года на 5,6 %. Отклонение вызвано снижением количества суток в отопительном периоде на 30 суток (факт 2018 г. – 258 суток, факт 2019

г.- 228 суток). План по отпуску тепла на 2020 год составляет 2 226, 735 тыс. Гкал.

Таблица 3 – Данные по выработке и отпуску электроэнергии, отпуску тепловой энергии за 2018-2020 гг.

| Показатель | Факт | | БП |
|--|-----------|-----------|-----------|
| | 2018 | 2019 | 2020 |
| Выработка электроэнергии, тыс. кВтч | 1 080 370 | 950 495 | 1 145 162 |
| Выработка электроэнергии по теплофикационному циклу, тыс. кВтч | 827 682 | 775 282 | 856 462 |
| То же, в % от общей выработки | 76,61 | 81,57 | 74, 79 |
| Отпуск электроэнергии, тыс. кВтч | 888 197 | 770 096 | 952 494 |
| Отпуск тепловой энергии с коллекторов, Гкал | 2 393 006 | 2 260 093 | 2 226 735 |

Основными причинами улучшения технико-экономических показателей является оптимизация загрузки основного оборудования, связанная с отсутствием загрузки и включения дополнительного генерирующего оборудования со стороны СО, а также изменение графика ремонта основного оборудования. Данные УРУТ э/э и т/э представлены в таблице 4. Данные факторы привели к уменьшению конденсационной выработки электроэнергии. Плановые значения на 2020 год соответствуют методу распределения топливных затрат в соответствии с тепловым методом.

Таблица 4 – Данные основных технико-экономических показателей за 2018-2020 гг.

| Удельный расход топлива | | | |
|-------------------------|------------|-----------|------------|
| на э/э | | на т/э | |
| г/кВтч | (+/-) % | кг/Гкал | (+/-) % |
| 2019 факт | - | 2019 факт | - |
| 2018 факт | от 2018 | 2018 факт | от 2018 |
| 2019 БП | от 2019 БП | 2019 БП | от 2019 БП |
| 2020 БП | - | 2020 БП | - |
| 318,60 | - | 134,80 | - |
| 309,72 | +8,88 | 132,81 | 1,99 |
| 319,04 | -0,44 | 134,92 | -0,12 |
| 326,00 | -7,40 | 138,00 | -3,20 |
| 266,27 | - | 161,70 | - |

Таблица 5 – Структура топливного баланса на 2018-2020 гг.

| Структура топливного баланса, % | | |
|---------------------------------|-----------|-------|
| газ | уголь | мазут |
| | 2018 факт | |
| | 2019 факт | |
| | 2020 БП | |
| 49,741 | 50,257 | 0,002 |
| 45,436 | 54,564 | 0,000 |
| 48,950 | 51,050 | 0,000 |

1.4 ХАРАКТЕРНЫЕ РЕЖИМЫ РАБОТЫ ОБОРУДОВАНИЯ

Основной задачей Томской ГРЭС-2 является обеспечение абсолютно надежного теплоснабжения города, по заданному графику тепловой сети. Исходя из этого, строятся режимы ее работы.

При эксплуатации ТЭС состав работающего оборудования выбирается из следующих принципов:

1. Покрытие тепловых нагрузок потребителей, а также несение электрической нагрузки согласно диспетчерскому графику.

2. Выбор состава работающего оборудования в летний и зимний периоды проводится с учетом линейного графика ремонтной компании.

Приоритетность тепловых нагрузок определяет условие обязательного выполнения критериев надежности теплоснабжения [2].

1. Абсолютная готовность к надежной работе электростанции, исключающая перебои теплоснабжения в отопительный период, обеспеченная всеми возможными техническими, режимными, организационными средствами [2].

2. Базовый режим работы теплофикационного оборудования станции в соответствии с теплофикационным графиком [2].

Распределение электрических и тепловых нагрузок между отдельными агрегатами Томской ГРЭС-2 выполнено с учетом минимизации затрат тепла турбинных установок на выработку электроэнергии, при этом в первую очередь загружаются отборы турбин с наибольшей по сравнению с другими турбинами

подгруппы полной удельной выработкой электроэнергии по теплофикационному циклу. Нагрузки распределяются по принципу оптимальности [2].

В то же время при распределении нагрузок учитываются полнота и надежность обеспечения потребителей энергией, выполнение Плана ремонтных работ.

При распределении тепловой нагрузки между турбогенераторами предусматривается приоритетная загрузка регулируемых отборов турбин по сравнению с РОУ, а также первоочередная загрузка более экономичных турбин с минимальным пропуском пара в конденсатор. Мощность турбоагрегатов при работе по тепловому графику нагрузок (минимальный пропуск в конденсатор) определяется по диаграмме режимов [2].

1.5 РОЛЬ ТОМСКОЙ ГРЭС-2 В ПОКРЫТИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО И ТЕПЛООВОГО ГРАФИКОВ НАГРУЗКИ

Теплоснабжение в городе Томске осуществляется от трех крупных источников комбинированной выработки энергии АО «Томская Генерация» – ГРЭС-2, ТЭЦ-1, ТЭЦ-3, котельных, арендованных АО «ТомскРТС», и котельных прочих ЕТО с преобладанием централизованного теплоснабжения.

Система централизованного теплоснабжения города Томска включает в себя: источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки тепловой и электрической энергии (ГРЭС-2, ТЭЦ-3, ТЭЦ-1); сети теплоснабжения от источников тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки тепловой и электрической энергии (ГРЭС-2, ТЭЦ-3, ТЭЦ-1), до потребителей города Томске и микрорайона «Южные ворота» поселка Зональная станция Томского района [3].

Схема магистральных тепловых сетей радиально-кольцевая. Схема горячего водоснабжения – смешанная [3].

Схема выдачи тепловой энергии от ГРЭС-2

Общая договорная нагрузка потребителей, подключенных к ГРЭС-2, составляет 946,29 Гкал/час.

ГРЭС-2 обеспечивает подачу тепловой энергии в Южный тепловой район г. Томска. Отпуск тепловой энергии от ГРЭС-2 производится от ТРУ ГРЭС-2, состоящей из двух секций. Между секциями установлены секционные задвижки. Секционные задвижки в отопительный период находятся в открытом состоянии.

К первой секции (старой коллекторной) подключены:

- тепломагистраль №2 (ТМ-2) $D_y=1000$ мм направлением на северную часть города.

Непосредственно за ограждением ГРЭС-2 ТМ-2 разделяется на две тепломагистралей:

- ТМ-2 $D_y=1000$ мм.
- Тепломагистраль №11 (ТМ-11) $D_y = 700$ мм. ТМ-11 направлением через северную часть посредством ПНС-15 и ПНС-16 подключена к ТРУ ТЭЦ-1. К ТРУ ТЭЦ-1 ТМ-11 подключена диаметром $D_y=1000$ мм. В отопительный период ТМ-11 секционирована задвижками на ПНС-16 со стороны ТЭЦ-1.

- Тепломагистраль №3 (ТМ-3, подающий $D_y - 400$ мм, обратный $D_y= 500$ мм), направлением на восточную часть города.

Ко второй секции (старой коллекторной) подключены:

- Тепломагистраль № 5 через Старую коллекторную (ТМ-5 – $D_y = 600$ мм и $D_y = 1000$ мм в южном направлении от ТРУ до Новой коллекторной и далее $D_y=800$ мм - от Новой коллекторной на южную часть города).

ТМ-5 по режиму работы в отопительный период включена индивидуально на мкр. Степановский, активно застраиваемый мкр. «Южные

Ворота» и мкр. ул. Мокрушина. Между ТМ-5 и Южной коллекторной есть перемышка для резервирования.

Перемышка по основной схеме отпуска в отопительный период закрыта – коллектор $D_y = 1000$ мм и $D_y = 1200$ мм проложен в южном направлении от ТРУ до Новой коллекторной, где происходит разделение на тепломагистрали ТМ-1 ($D_y = 1000$ мм) и ТМ-4 ($D_y = 700$ мм).

Теплофикационная установка ГРЭС-2 предназначена для выдачи тепловой энергии в горячей воде потребителям. Нагрев сетевой воды осуществляется отборным паром в основных сетевых подогревателях (ОБ), в ПСГ ТА ст. № 8 и ПСНГ ТА ст. № 2, а также в подогревателях ТА ст. № 3, 5, 6, 7 до температуры ≈ 100 °С. Дальнейший ее нагрев до расчетной температуры осуществляется в пиковых бойлерах (ПБ).

Установленная тепловая мощность ГРЭС-2 составляет 815 Гкал/ч, из них от отборов турбин 650 Гкал/ч. Подключенная тепловая нагрузка составляет 579,27 Гкал/ч.

Сетевая вода нагревается в основных бойлерах паром 1,2-2,5 кгс/см². В пиковом бойлере сетевая вода греется паром из паропровода 10-13 кгс/см².

Циркуляция воды осуществляется сетевыми насосами.

Утечка в тепловой сети возмещается подпиткой, которая осуществляется деаэрированной водой из деаэраторов подпитки теплосети.

Конденсат бойлерной откачивается в деаэраторы или в линию конденсата турбин.

Подпитка теплосети осуществляется от береговой насосной реки Томь. Предусмотрена подача пара давлением 10-13 кгс/см² внешним потребителям.

Схема выдачи тепловой мощности ТЭЦ-3 и ТЭЦ-1

Общая договорная нагрузка потребителей, подключенных к ТЭЦ-3 и ТЭЦ-1, составляет 892,58 Гкал/час.

Отпуск тепловой энергии непосредственно от ТЭЦ-3 производится от ТРУ ТЭЦ-3 по тепломагистрали № 12. ТЭЦ-3 и ТЭЦ-1 объединены общностью режима. Это обусловлено тем, что основной отпуск тепловой энергии на город

производится по тепломагистралям, отходящим от ТЭЦ-1. Договорная подключенная тепловая нагрузка к тепломагистрали №12 между ТРУ ТЭЦ-3 и ТЭЦ-1 незначительна.

Отпуск тепловой энергии от ТЭЦ-3 производится по следующим участкам тепловой сети:

- ТМ-12 от ТРУ ТЭЦ-3 до КРП ТПХ протяженностью 6270 метров с $D_y=1200$ мм;
- ТМ-12 от КРП ТПХ до ТЭЦ-1 протяженностью 10220 метров с $D_y=1000$ мм.

Максимальная пропускная способность ТМ-12 составляет 9040 м³/ч. Подпитка теплосети на ТЭЦ-3 осуществляется исходной водой, которой является речная вода, транспортируемая ООО «Томскнефтехим». Конечную температуру (нагрев) «прямой» воды и расход сетевой воды (циркуляцию) в СЦТ-1 города обеспечивает ТЭЦ-1. При необходимости, догрев сетевой воды осуществляется водогрейными котлами ТЭЦ-1.

На ТЭЦ-1 посредством смешения потоков от ТЭЦ-3 и от котлов ТЭЦ-1 на перекачивающей насосной станции ТЭЦ-1 (ПНС ТЭЦ-1) формируется необходимый режим отпуска по отходящим магистралям на северную часть города в зависимости от температурного графика.

Отпуск тепловой энергии на город производится от ТРУ ТЭЦ-1 по четырем тепломагистралям:

- ТМ-6 диаметром $D_y=1000$ мм;
- ТМ-7 диаметром $D_y=1000$ мм;
- ТМ-8 диаметром $D_y=900$ мм;
- ТМ-11 диаметром $D_y=1000$ мм.

Отпуск тепловой энергии производится по температурному графику 150/70 °С со срезкой на 125 °С.

Режим совместной работы ТЭЦ-3 и ТЭЦ-1 обеспечивает максимально возможную выработку на тепловом потреблении, что позволяет иметь

достаточно низкие удельные расходы топлива на отпущенную электрическую и тепловую энергию.

Подпитка теплосети на ТЭЦ-1 осуществляется от ХВО ТЭЦ-1. Исходной водой является речная очищенная вода от ООО «Томскводоканал».

Схема магистральных тепловых сетей радиально-кольцевая.

В зависимости от температуры наружного воздуха в течение года отпуск тепловой энергии производится по двум режимам.

Режим 1 – режим ГВС после окончания и до начала отопительного сезона.

Отпуск производится по ТМ-12 по подающему и обратному трубопроводу.

Расход воды по ТМ-12 от ТЭЦ-3 – 2500 т/час.

Режим 2 – режим с начала отопительного сезона и до его окончания. Отпуск производится по ТМ-12 по подающему и обратному трубопроводу. Расход воды от ТЭЦ-3 устанавливается в пределах 4500–5100 т/час.

Градация по режимам отпуска тепловой энергии вызвана:

- Необходимостью поддержания температуры сетевой воды от ТЭЦ-3 не выше 130 °С при включении в работу котлов ПВК.
- Экономией электроэнергии на транспорт тепловой энергии по ТМ-12.

2 АНАЛИЗ ТЕПЛОВОЙ ЭКОНОМИЧНОСТИ ТЕПЛОФИКАЦИОННЫХ ТУРБИН

2.1 ПОКАЗАТЕЛИ ТЕПЛОВОЙ ЭКОНОМИЧНОСТИ

Для теплофикационных турбин сохраняется зависимость общая для всех паровых турбин зависимость тепловой экономичности от совершенства оборудования. Повышение начальных параметров, улучшение проточной части, усовершенствование тепловой схемы приводят при заданной тепловой нагрузке, к увеличению мощности вырабатываемой на тепловом потреблении, и одновременно к уменьшению удельного расхода теплоты для конденсационного потока.

В теплофикационных турбинах расход свежего пара можно разделить на два потока: первый поток, который после использования в турбине поступает на тепловое потребление, и второй, поступающий в конденсатор, охлаждаемый циркуляционной водой. Для потока, поступающего на тепловое потребление, теплота отработавшего пара полезно используется при производстве тепловой энергии. Поэтому удельный расход теплоты на выработку электроэнергии для этого потока - q_T отличается от теплового эквивалента 3600 кДж/кВт·ч на сравнительно малую величину потерь механических, в генераторе и на излучение. Удельный расход теплоты для потока, поступающего в конденсатор, q_K включает потери теплоты с отработавшим паром в конденсаторе и поэтому значительно больше ($q_K/q_T = 1,7 \div 2,5$). На теплофикационных режимах, когда имеет место два потока, удельный расход теплоты на выработку электроэнергии определяется зависимостью

$$q = \frac{q_T \cdot N_T + q_K \cdot N_K}{N_T + N_K}$$

N_T, N_K – мощность, развиваемая потоком пара на тепловом потреблении, и мощность потока пара, поступающего в конденсатор. Как видно из выражения, удельный расход тепла на выработку электроэнергии определяется

соотношением обоих потоков, то есть от соотношения тепловой и электрической нагрузками турбины.

Зависимость тепловой экономичности теплофикационных турбин от совершенства турбоагрегата и соотношения тепловой и электрической нагрузок позволяет применять различные показатели тепловой экономичности.

Широко применяются следующие показатели тепловой экономичности: *удельный расход пара, удельный расход теплоты на выработку электроэнергии, удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении, относительная экономия теплоты.*

1. Удельный расход пара d_3 . Определяется отношением свежего пара в голову турбины к мощности турбины на выводах генератора, определяемая для характерных режимов работы турбоагрегата ($d_3 = D_0/N_3$). Для заданного режима d_3 зависит от совершенства турбоагрегата. Например, при увеличении КПД проточной части, мощность турбины при том же свежем пара возрастает, соответственно удельный расход пара снижается. Как показатель тепловой экономичности удельный расход пара имеет тот недостаток, что не позволяет судить о тепловой экономичности сопоставляемых турбин, так как численное значение d_3 зависит от тепловой нагрузки и давления в регулируемом отборе. Непосредственное сопоставление турбин по этому показателю возможно в редких случаях, когда режимы работы сравниваемых турбин одинаковы. Также недостатком показателя является, что при его изменении без дополнительных расчётов определить экономию топлива на станции [4].

2. Удельный расход теплоты q_3 . Определяется отношением расхода теплоты пара на турбину за вычетом тепловой нагрузки к вырабатываемой мощности турбины. При известных значениях КПД котельной установки и теплового потока данный показатель позволяет определить удельный расход топлива на производство электроэнергии, а по изменению Δq_3 можно судить об изменении расхода условного топлива. Для конденсационных турбин удельный расход теплоты является гарантийным показателем тепловой экономичности и однозначно характеризует совершенство оборудования. Для

теплофикационных турбин этот показатель зависит от соотношения между тепловой и электрической нагрузками и в меньшей степени от совершенства турбоагрегата. Эффективность выполнения теплофикационного турбоагрегата для данного показателя имеет место лишь при больших пропусках пара в конденсатор [4].

3. Удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении W_B . Определяется отношением мощности по теплофикационному циклу к тепловой нагрузке турбины. Удельная выработка на тепловом потреблении характеризует совершенство турбоагрегата на теплофикационном режиме. При повышении параметров свежего пара, увеличении КПД проточной части и совершенствовании тепловой схемы значение W_B возрастает, при чём наибольшее влияния оказывает начальное давление. Удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении зависит также и от режима работы турбоагрегата. Из режимных факторов наиболее существенным является давление отбираемого пара. Конденсационный расход пара также влияет на значение W_B . При той же тепловой нагрузке с увеличением конденсационного расхода пара возрастает давление в регенеративных отборах и соответственно увеличивается температура подогрева питательной воды, чему будет соответствовать большая суммарная величина регенеративных отборов и, соответственно, большая мощность на тепловом потреблении, и, следовательно, большая величина W_B . Достоинством данного параметра является то, что по его изменению можно возможно непосредственно определить изменение расхода топлива на станции. Однако применительно к теплофикационным турбинам с регулируемыми отборами пара этот показатель имеет тот недостаток, что характеризует экономичность только теплофикационного потока и поэтому не определяет экономичность турбоагрегата в целом [4].

4. Относительная экономия теплоты при равной выработке тепловой и электрической энергии ϵ . Данный показатель непосредственно выражает конечную цель повышения тепловой эффективности оборудования и

отражает степень совершенства теплофикационного турбоагрегата и особенности режима его работы. Сопоставляемые теплофикационные турбины при равной тепловой нагрузке могут иметь разные электрические нагрузки. Для обеспечения равенства тепловой и электрической нагрузок привлекается дополнительная конденсационная выработка на так «замещающей» турбине. В качестве замещающей турбины может быть конденсационная турбина или конденсационная мощность теплофикационной турбины. Экономичность замещающей конденсационной мощности непосредственно влияет на экономию теплоты, которая может быть достигнута при повышении эффективности теплофикационной турбины. Это обусловлено тем, что дополнительная выработка на тепловом потреблении, получаемая при повышении эффективности теплофикационных турбин вытесняет конденсационную выработку. Экономия теплоты определяется вытесняемой конденсационной выработкой и разностью расходов теплоты на теплофикационной и конденсационной турбинах. Поэтому чем выше экономичность замещающей турбины тем меньше экономия теплоты, достигнутая при улучшении теплофикационной турбины, и наоборот экономия топлива возрастает, если вытесняется выработка электроэнергии низкоэкономичной конденсационной турбины [4].

2.2 ВЛИЯНИЕ РЕЖИМОВ РАБОТЫ НА ПОКАЗАТЕЛИ ТЕПЛОВОЙ ЭКОНОМИЧНОСТИ

Экономичность выработки тепловой энергии определяется по фактическому расходу теплоты с добавлением потерь, непосредственно связанных с производством теплоты на ТЭС: потери в котле, в трубопроводах, расход энергии на насосы. Изменение эффективности теплофикационной турбины не влияет на экономичность выработки тепловой энергии, поскольку относимые к отпуску теплоты потери находятся вне турбоагрегата, и отражается только на показателях выработки электроэнергии. Поэтому

тепловая экономичность теплофикационных турбин характеризуется эффективностью выработки (или отпуска от ТЭС) электрической энергии, и соответственно показатели тепловой экономичности относятся только к выработке (или отпуску) электроэнергии.

Энергетические характеристики позволяют рассмотреть изменение тепловой экономичности теплофикационных турбин в зависимости от электрической и тепловой нагрузок. Удельный расход теплоты на выработку электрической энергии на теплофикационных режимах определяется экономичностью теплофикационного и конденсационного потоков и относительными величинами этих потоков.

При изменении тепловых нагрузок турбоагрегата в диапазоне от $Q_{от}^{(мин)}$ / $Q_{от}^{(н)}$ до 1 минимальные значения удельного расхода теплоты на выработку электроэнергии обеспечиваются работой по тепловому графику. При уменьшении тепловой нагрузки (ниже $Q_{от}^{(мин)}$) удельный расход теплоты на выработку электроэнергии возрастает при $N_э/N_э^{(н)} = const$, что объясняется наличием потерь теплоты с вентиляционным потоком пара (с уменьшением тепловой нагрузки удельная величина дополнительных потерь возрастает). При относительной тепловой нагрузке меньшей $Q_{от}^{(мин)}/Q_{от}^{(н)}$ более экономичными являются режимы по электрическому графику с номинальной электрической нагрузкой [4].

Из рассмотрения энергетических характеристик турбин с отборами пара следует, что удельный расход теплоты конденсационной выработки электроэнергии при работе по электрическому графику, как правило, меньше дополнительного расхода теплоты при работе турбины чисто по конденсационному режиму. Это объясняется тем, что при наличии тепловой нагрузки регулирующие органы ЧНД частично прикрыты. Увеличение конденсационного потока приводит к увеличению степени их открытия, и, следовательно, уменьшению потерь от дросселирования для всего потока пара, проходящего через ступени ЧНД. В то же время на чисто конденсационном

режиме регулирующие органы ЧНД всегда полностью открыты и при увеличении расхода пара положение регулирующих органов ЧНД остается неизменным. Данное соотношение должно учитываться при распределении электрической нагрузки между параллельно работающими турбинами. Так, например, если из двух теплофикационных турбин одного типа одна турбина работает на чисто конденсационном режиме, а вторая с частичной тепловой нагрузкой, то дополнительную конденсационную мощность более экономично передать на турбину с тепловой нагрузкой.

Тепловая экономичность теплофикационной турбины при работе с частичными тепловой электрическими нагрузками определяется сопоставлением её с конденсационной турбиной. Чем ниже экономичность сопоставляемой конденсационной турбины и чем выше экономичность теплофикационной турбины, тем ниже диапазон режимов эффективной работы теплофикационной турбины [4].

Для турбин типа Т и ПТ на режимах работы без использования теплоты в конденсаторе минимальная тепловая нагрузка, при которой они более экономичны, чем лучшие конденсационные турбины, составляет 15-30% номинальной [4].

Для теплофикационных турбин характерно многообразие возможных режимов работы в зависимости от наличия тепловой нагрузки.

Тепловая и электрическая нагрузка ТЭС изменяется в соответствии с графиками нагрузок потребителей. Существует три возможных режима работы станции:

1. По тепловому графику с минимальным расходом пара в конденсатор;
2. По электрическому графику с переменным расходом пара в конденсатор;
3. Конденсационный режим.

При работе с режимами с полностью загруженными отборами имеет место наименьший расход условного топлива, работа в конденсационном режиме – наоборот. Поэтому работа в конденсационном режиме не является

экономически выгодной и работа оборудования ТЭС в таком режиме должна быть сведена к минимуму.

2.3 АНАЛИЗ РАБОТЫ В КОНДЕНСАЦИОННОМ РЕЖИМЕ

По мнению большинства генерирующих компаний (88%) основной причиной загрузки в конденсационном режиме является требование диспетчеров региональных диспетчерских управлений – РДУ (филиалов ОАО «СО ЕЭС») поддерживать требуемую электрическую мощность при заданных параметрах тепловой сети.

Требования обусловлены следующими причинами:

1. Необходимость выполнения диспетчерского графика: внеплановый рост потребления, аварийные отключения (37%);
2. Работа с повышенным составом включенного генерирующего оборудования относительно необходимого (обеспечение горячего резерва) (34%);
3. Ремонты и испытания генерирующего оборудования (1%);
4. Низкая тепловая нагрузка потребителей (27%);
5. Недостаточный объем генерации на близлежащих электростанциях, нормально работающих в конденсационном режиме (ГЭС, КЭС) (12%).

2.4 МЕТОДИКА РАСЧЕТА УДЕЛЬНЫХ РАСХОДОВ ТОПЛИВА

Задача расчёта удельных расходов условного топлива на производство продуктов ТЭС состоит в определении объёма сжигаемого топлива на единицу каждого из продуктов.

Целями решения данной задачи являются:

1. Определение технической эффективности режимов работы ТЭС.
2. Повышение конкурентоспособности ТЭС на рынках электроэнергии и тепла.

Целью термодинамических методов является определение технической эффективности режимов работы ТЭС. Методы основаны на учете технологических (термодинамических) особенностей комбинированного производства тепловой и электрической энергий. К этим методам относят [5]:

1. «Физический» (тепловой, балансовый или энтальпийный) метод;
2. Эксергетический метод;
1. Метод пропорционального распределения от компании ОРГРЭС;
2. Метод, учитывающий недовыработанную электроэнергию;
3. Метод, учитывающий тепловую энергию пара.

Целью экономических методов расчета удельных расходов условного топлива является повышение конкурентоспособности продуктов ТЭС на рынках электроэнергии и тепла. Конкурентоспособность ТЭС на рынках определяется значением себестоимости ее продуктов: заявленная на рынок себестоимость должна быть ниже рыночной цены. Себестоимость является экономическим показателем, основанным на величине удельного расхода условного топлива. К этим методам относят:

1. Энергетический метод;
2. Метод альтернативного производства тепла;
3. Метод альтернативного производства электроэнергии;
4. Метод разнесения экономии;
5. Метод разнесения экономии и риска.

Результаты сравнения эффективности термодинамических и экономических методов показывают, что наиболее эффективными термодинамическими методами являются эксергетический метод и метод, учитывающий недовыработанную электроэнергию. Наиболее эффективными экономическими методами являются метод разнесения экономии и риска и метод альтернативного производства тепла. официальный метод расчета удельных расходов условного топлива в России – «физический» метод – является наименее эффективным термодинамическим методом. Широкое применение данного метода и его жесткая связь с ценообразованием в условиях

функционирования ОРЭМ тормозит развитие рыночных отношений в сфере электро- и теплоэнергетики.

В условиях регулируемых экономических отношений в сфере электро- и теплоэнергетики установка тарифов на тепло и электроэнергию жестко привязана к оценкам технической эффективности ТЭС. В условиях развитых рыночных отношений ценообразование не имеет жесткой связи с этими оценками. Контроль технической эффективности режимов работы станции является внутренней проблемой ТЭС. Уровень конкурентоспособности ТЭС определяет ее прибыль при работе на рынках электроэнергии и тепла и оказывает влияние на рыночные цены.

В России, несмотря на развитие рыночных отношений в сфере электроэнергетики и начало работы Оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ) в 2006 году, формирование ценовых предложений ТЭС на рынок по-прежнему жестко связано с оценками технической эффективности.

Для определения этой эффективности в нашей стране широко применяют наименее корректный термодинамический метод расчета удельных расходов условного топлива – физический метод. Экономические методы расчета удельных расходов условного топлива для формирования рыночной стратегии при работе на ОРЭМ не применяют.

«Физический» (тепловой, балансовый или энтальпийный) метод

«Физический» метод расчета удельных расходов условного топлива на выработку электроэнергии и теплоты являлся официальным для России до 1996 года. С 2013 года данный метод снова является официальным для России. Иногда данный метод называют тепловым, балансовым или энтальпийным. Согласно «физическому» методу расчет удельных расходов условного топлива производят в два шага [6].

1. Разнесение общего расхода условного топлива на продукты ТЭС
 - Расход условного топлива на выработку электроэнергии

$$B_э = B \cdot \frac{Q_э}{Q_0} = B \cdot \frac{Q_э}{Q_э + Q_т}$$

- Расход условного топлива на выработку тепла

$$B_T = B \cdot \frac{Q_T}{Q_0} = B \cdot \frac{Q_T}{Q_3 + Q_T}$$

2. Вычисление удельных расходов условного топлива

- Удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии

$$b_3 = \frac{B_3}{N_3 - N_3^{сн}}$$

- Удельный расход условного топлива на отпуск тепла

$$b_T = \frac{B_T}{Q_T - Q_T^{сн}}$$

$N_3^{сн}$ и $Q_T^{сн}$ – электрические и тепловые собственные нужды ТЭС.

Эксергетический метод

Эксергетический метод расчета удельных расходов условного топлива считают наиболее «справедливым» и корректным термодинамическим методом. Понятие эксергия применяют для оценки качества различных (неэквивалентных) видов энергий. Метод применяют в странах с развитыми рынками электроэнергии для оценки технической эффективности работы ТЭС. Эксергетический метод решения задачи расчета удельных расходов условного топлива каждого продукта ТЭС состоит из трех шагов.

1. Определение общей эксергии продуктов ТЭС

Общая эксергия продуктов ТЭС

$$E = E_3 + E_T$$

- Эксергия электроэнергии

$$E_3 = N_3$$

- Эксергия тепла

$$E_T = Q_T \cdot \left(1 - \frac{T_{н.в.}}{T_T}\right)$$

$T_{н.в.}$ и T_T – температура окружающей среды и средняя температура теплового потока пара низкого давления, требуемой на нагрев сетевой воды Q_T .

Значение T_T определяется следующим выражением

$$T_T = \frac{h_T' - h_T}{S_T' - S_T}$$

h_T и S_T – энтальпия и энтропия пара низкого давления, расходуемого для нагрева сетевой воды Q_T ;

h_T' и S_T' – энтальпия и энтропия конденсата пара низкого давления.

2. Разнесение общего расхода условного топлива на продукты ТЭС

– Расход условного топлива на выработку электроэнергии

$$B_э = B \cdot \frac{N_э}{E}$$

– Расход условного топлива на выработку тепла

$$B_T = B \cdot \frac{E_T}{E}$$

3. Расчёт удельных расходов условного топлива.

Метод пропорционального распределения от компании ОРГРЭС

Рассматриваемый метод решения задачи состоит из трех шагов [7].

1. Определение коэффициента ценности тепла, отпускаемого из каждого отбора

$$\xi_i = \frac{h_{отб\ i} - h_k}{h_0 - h_k} \cdot \left(1 + K \cdot \frac{h_0 - h_{отб\ i}}{h_0 - h_k}\right)$$

h_0 и $h_{отб\ i}$ – энтальпия пара перед турбоагрегатом и в каждом из отборов;

h_k – энтальпия пара в конденсаторе при фактической электрической мощности турбоагрегата, но при условии работы его в конденсационном режиме;

K – коэффициент, зависящий от давления пара перед турбоагрегатом.

Значение коэффициента ценности тепла при работе турбины с ухудшенным вакуумом $\xi_{ув}$ также определяется по вышеуказанной формуле с подстановкой в нее вместо $h_{отб\ i}$ энтальпии пара в конденсаторе $h_{ув}$ при работе турбоагрегата с ухудшенным вакуумом.

2. Разнесение общего расхода условного топлива на продукты ТЭС

– Расчет удельного расхода условного топлива на отпуск электроэнергии

$$B_э = B \cdot K_э \cdot \frac{N_э - N_э^{CH}}{N_э - N_{ээ}^{CH}}$$

$N_{ээ}^{CH}$ – расход электроэнергии на собственные нужды, связанный с производством электроэнергии;

$K_э$ – коэффициент отнесения затрат топлива энергетическими котлами на производство электроэнергии

$$K_э = \frac{Q_э + Q_T^{CH} + \Delta Q_{э(отр)} \cdot 10^3}{Q_э + Q_T^{CH} + \Delta Q_{э(отр)} \cdot 10^3 + (Q_{от} - Q_{нас}^{ГВ}) \cdot (100 + \alpha_{пот}^{ЭК}) \cdot 10^{-2}}$$

$Q_э$ - расход тепла на производство электроэнергии;

Q_T^{CH} - расход тепла на собственные нужды турбоагрегатов;

$Q_{от}$ - суммарный отпуск тепла внешним потребителям;

$Q_{нас}^{ГВ}$ – нагрев воды в сетевых насосах.

$\alpha_{пот}^{ЭК}$ - относительная величина потерь, связанных с отпуском тепла от энергетических котлов

$$\alpha_{пот}^{ЭК} = \frac{Q_{от}^{пот(ЭК)}}{Q_{от} - Q_{нас}^{ГВ}}$$

$Q_{от}^{пот(ЭК)}$ - технологические потери, связанные с отпуском тепла от энергетических котлов;

$\Delta Q_{э(отр)}$ - увеличение расхода тепла на производство электроэнергии при условном отсутствии отпуска тепла внешним потребителям из отборов и от конденсаторов турбоагрегатов

$$\Delta Q_{э(отр)} = \frac{[\sum Q_{отбi} \cdot (1 - \xi_i) + Q_{ув} \cdot (1 - \xi_{ув}) + (Q_{конд} - Q_{ув})] \cdot 10^{-3}}{Q_{от}}$$

$Q_{от}$ и $Q_{отбi}$ - количество тепла, отпущенного внешним потребителям и на собственные нужды, от турбоагрегатов всего и из отборов;

$Q_{конд}$, $Q_{ув}$ - то же от конденсаторов всего, в том числе при работе с ухудшенным вакуумом.

– Расчет удельного расхода условного топлива на отпуск тепла

$$B_T = B - B_э$$

3. Расчёт удельных расходов условного топлива

Метод, учитывающий недовыработанную электроэнергию

Метод основан на учете недовыработки электроэнергии в результате отвода пара части высокого давления на производство тепла. Метод применяется в странах с развитыми рынками электроэнергии.

Метод, учитывающий тепловую ценность пара

Метод основан на учете энергетического качества различных видов паров при помощи коэффициентов ценности паров, рассчитанных по методу пропорционального распределения от компании ОРГРЭС.

Эксергетический метод считают наиболее широко применимым, «справедливым» и точным термодинамическим методом, поскольку он позволяет учесть неэквивалентности различных видов энергий при помощи эксергии. Его главным недостатком является сложность вычислений и большое число дополнительных исходных данных.

Достоинством метода пропорционального распределения от компании ОРГРЭС является учет энергетического качества различных видов тепла при помощи специальных коэффициентов. Его недостатком считают отсутствие сопоставления электрической энергии и тепла. Другие недостатки данного метода заключаются в сложности вычислений и большом числе дополнительных исходных данных.

«Физический» метод» является наиболее критикуемым в литературе методом расчета. Метод не позволяет учитывать неэквивалентность различных видов энергий и не соответствует Второму закону термодинамики. Применение данного метода в качестве официального приводит к искусственному завышению тарифов на тепло. Единственным достоинством данного метода является его простота.

3 АНАЛИЗ РАБОТЫ ОБОРУДОВАНИЯ ГРЭС-2 В ЛЕТНИЙ ПЕРИОД

3.1 ОЦЕНКА СОСТОЯНИЯ СИСТЕМЫ ТЕХНИЧЕСКОГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ

Система технического водоснабжения Томской ГРЭС-2 обратная с башенными градирнями с подпиткой системы из реки Томь с помощью береговой насосной станции (БНС). Система технического водоснабжения состоит из:

- Циркуляционных насосов установленных в прямках главного корпуса, по два насоса у каждой из турбин ст. №№2, 3, 5÷8;
- Градирен ст. №1 типа БГ-1200, ст. №2-4 типа БГ-1600;
- Трубопроводов циркуляционной и добавочной воды;
- Система опорожнения и перелива градирен.

На градирнях ст. №3, 4 в 2017 г. и 2018 г. была произведена реконструкция.

В составе реконструкции было выполнено реконструкция водораспределительной системы с целью увеличения производительности по воде до 15000 м³/ч.

Таблица 6 – Технические характеристики градирен [8]

| Показатель | Градирня №1 | Градирня №2 | Градирня №3 | Градирня №4 |
|---|--------------------------|-------------|-------------|-------------|
| Тип градирни | Пленочная башенного типа | | | |
| Площадь орошения, м ² | 1200 | 1600 | 1600 | 1600 |
| Номинальный расход циркуляционной воды, м ³ /ч | 7200 | 12 000 | 14 800 | 14 600 |
| Фактический перепад температур циркуляционной воды, °С | 10,4 | 10,8 | 11,5 | 11,3 |

По состоянию технического водоснабжения на станции имеются технические ограничения установленной мощности. Указанное ограничение является временным сезонного действия и связано с повышением температуры

охлаждающей воды на входе в конденсатор. Ограничение применимо к турбоагрегату ст.№5 и распространяется на период с мая по сентябрь.

Таблица 7 – Временные ограничения установленной мощности

| Период | май | июнь | июль | август | сентябрь |
|---|------------|-------------|-------------|---------------|-----------------|
| Ограничение установленной мощности, МВт | 1 | 3 | 3 | 2 | 1 |

Согласно классификатору ограничений установленной мощности, ограничению присвоен код 349 «Повышение температуры охлаждающей воды на входе в конденсатор».

Рекомендации по улучшению работы градирен [8]:

- Не допускать превышения расхода циркуляционной воды на градирню выше расчетного, из-за ухудшения ее охлаждающего эффекта;
- Производить очистку водосборного бассейна от илистых отложений;
- Периодически производить промывку водораспределительных труб и очистку разбрызгивающих сопел;
- Не допускать разуплотнения обшивки градирен. Эксплуатация градирен с неплотной обшивкой ведет к подсосу воздуха внутрь башни, минуя ороситель, что уменьшает тягу и приводит к повышению температуры охлажденной воды после градирни, а в зимнее время приводит к образованию ледяных глыб;
- При подготовке градирен к эксплуатации в зимних условиях следует устранять неорганизованные течи водораспределительной системы;
- Очищать распределительные трубопроводы и сопла, уплотнять обшивку оросителя, контролировать исправность поворотных щитов и возможность плотного перекрытия воздухоходных окон, производить замену сопел распылителей при повреждении.

3.2 АНАЛИЗ РАБОТЫ ТУРБИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ В ЛЕТНИЙ ПЕРИОД

При работе ТЭС в летний период её тепловая нагрузка заключается в отпуске тепла с горячим водоснабжением. Учитывая, что оптимальным режимом является работа по тепловому графику, соответственно летний период характеризуется минимальным составом генерирующего оборудования: в работе находятся один или два турбоагрегата с минимальной электрической нагрузкой. Проведение ремонтной компании в течение года также вносит корректировки в состав работающего оборудования. Работа ТЭС в летний период возможна и по электрическому графику или в конденсационном режиме. Такие режимы осуществляются с целью выполнения задания электрической нагрузки «СО ЕЭС» и являются в большинстве случаев неэкономичными.

При планировании состава генерирующего оборудования в летние месяцы рассматривается преимущественная работа турбоагрегатов ст. №2 и ст. №6. В таблицах 8 - 10 представлены фактические режимы работы Томской ГРЭС-2 с июня по август за 2017-2019 гг.

Таблица 8 - Фактические режимы работы Томской ГРЭС-2 в июне 2017-2019 гг.

| Показатель | Турбоагрегат ст. №2 | | | Турбоагрегат ст. №3 | | | Турбоагрегат ст. №5 | | | Турбоагрегат ст. №6 | | | Турбоагрегат ст. №7 | | | Турбоагрегат ст. №8 | | |
|-----------------------------|---------------------|------|------|---------------------|------|------|---------------------|------|------|---------------------|------|------|---------------------|------|------|---------------------|------|------|
| | 2017 | 2018 | 2019 | 2017 | 2018 | 2019 | 2017 | 2018 | 2019 | 2017 | 2018 | 2019 | 2017 | 2018 | 2019 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Электрическая нагрузка, МВт | 35 | 46 | 0 | 26 | 0 | 0 | 0 | 0 | 22 | 22 | 22 | 23 | 0 | 35 | 34 | 70 | 0 | 0 |
| Тепловая нагрузка, Гкал/ч | 0 | 44 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 14 | 58 | 60 | 55 | 0 | 50 | 16 | 18 | 0 | 0 |
| Доля теплофикации, % | 43 | 44 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 22 | 76 | 81 | 73 | 0 | 0 | 0 | 20 | 0 | 0 |
| Часы работы | 215 | 325 | 0 | 36 | 0 | 0 | 0 | 0 | 22 | 525 | 400 | 720 | 0 | 36 | 61 | 217 | 0 | 0 |

Таблица 9 - Фактические режимы работы Томской ГРЭС-2 в июле за 2017-2019 гг.

| Показатель | Турбоагрегат ст. №2 | | | Турбоагрегат ст. №3 | | | Турбоагрегат ст. №5 | | | Турбоагрегат ст. №6 | | | Турбоагрегат ст. №7 | | | Турбоагрегат ст. №8 | | |
|-----------------------------|---------------------|------|------|---------------------|------|------|---------------------|------|------|---------------------|------|------|---------------------|------|------|---------------------|------|------|
| | 2017 | 2018 | 2019 | 2017 | 2018 | 2019 | 2017 | 2018 | 2019 | 2017 | 2018 | 2019 | 2017 | 2018 | 2019 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Электрическая нагрузка, МВт | 0 | 28 | 32 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 45 | 20 | 21 | 21 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Тепловая нагрузка, Гкал/ч | 0 | 29 | 42 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 12 | 51 | 40 | 42 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Доля теплофикации, % | 0 | 42 | 53 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 45 | 70 | 51 | 60 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Часы работы | 0 | 384 | 516 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 45 | 744 | 363 | 267 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

Таблица 10 - Фактические режимы работы Томской ГРЭС-2 в августе за 2017-2019 гг.

| Показатель | Турбоагрегат ст. №2 | | | Турбоагрегат ст. №3 | | | Турбоагрегат ст. №5 | | | Турбоагрегат ст. №6 | | | Турбоагрегат ст. №7 | | | Турбоагрегат ст. №8 | | |
|-----------------------------|---------------------|------|------|---------------------|------|------|---------------------|------|------|---------------------|------|------|---------------------|------|------|---------------------|------|------|
| | 2017 | 2018 | 2019 | 2017 | 2018 | 2019 | 2017 | 2018 | 2019 | 2017 | 2018 | 2019 | 2017 | 2018 | 2019 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Электрическая нагрузка, МВт | 37 | 32 | 30 | 0 | 0 | 0 | 27 | 16 | 34 | 19 | 26 | 21 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Тепловая нагрузка, Гкал/ч | 0 | 56 | 40 | 0 | 0 | 0 | 27 | 0 | 58 | 47 | 51 | 44 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Доля теплофикации, % | 69 | 63 | 54 | 0 | 0 | 0 | 27 | 16 | 34 | 70 | 47 | 51 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Часы работы | 172 | 703 | 616 | 0 | 0 | 0 | 27 | 16 | 34 | 581 | 44 | 144 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

3.3 ОСОБЕННОСТИ РАБОТЫ КОТЕЛЬНОГО ЦЕХА В ЛЕТНИЙ И ЗИМНИЙ ПЕРИОДЫ РАБОТЫ

Состав котельного оборудования формируется из условий проводимой ремонтной компании, состава и количества работающих турбоагрегатов для обеспечения требуемой паровой нагрузки с обеспечением условий надежности. Последнее условие при возможной загрузке одного котлоагрегата на номинальную паровую нагрузку требует включения дополнительного котлоагрегата. Такой режим характеризуется загрузкой котлов на минимум и имеет низкую экономичность. Другим фактором, влияющим на экономичность работы котлоагрегата является состав сжигаемого топлива, а именно соотношение доли газа и угля.

В таблицах 11, 12 представлены фактические режимы работы Томской ГРЭС-2 в зимний (январь) и летний периоды (июль) за 2017-2019 гг.

Таблица 11 - Фактические режимы работы Томской ГРЭС-2 в январе за 2017-2019 гг.

| Показатель | Паропроизводительность, т/ч | | | КПД брутто, % | | | Часы работы | | |
|---------------------|-----------------------------|------|------|---------------|------|------|-------------|------|------|
| | 2017 | 2018 | 2019 | 2017 | 2018 | 2019 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Котлоагрегат ст.№3 | 173 | 163 | 150 | 90,1 | 91,9 | 89,3 | 744 | 744 | 744 |
| Котлоагрегат ст.№4 | 167 | 0 | 150 | 91,6 | 0,0 | 88,0 | 122 | 0 | 99 |
| Котлоагрегат ст.№5 | 159 | 172 | 162 | 91,0 | 88,7 | 84,5 | 695 | 702 | 700 |
| Котлоагрегат ст.№6 | 164 | 163 | 161 | 90,7 | 93,1 | 85,8 | 489 | 744 | 208 |
| Котлоагрегат ст.№7 | 156 | 165 | 152 | 89,6 | 91,2 | 89,1 | 51 | 678 | 744 |
| Котлоагрегат ст.№8 | 159 | 162 | 150 | 88,6 | 90,1 | 87,2 | 501 | 502 | 286 |
| Котлоагрегат ст.№9 | 163 | 172 | 159 | 94,0 | 93,4 | 89,6 | 602 | 416 | 744 |
| Котлоагрегат ст.№10 | 164 | 168 | 159 | 94,2 | 95,1 | 90,2 | 744 | 703 | 655 |
| Котлоагрегат ст.№11 | 169 | 170 | 166 | 92,7 | 94,5 | 88,5 | 744 | 725 | 744 |
| Котлоагрегат ст.№12 | 196 | 166 | 159 | 96,7 | 93,3 | 90,2 | 744 | 744 | 636 |

Таблица 12 - Фактические режимы работы Томской ГРЭС-2 в июле за 2017-2019 гг.

| Показатель | Паропроизводительность, т/ч | | | КПД брутто, % | | | Часы работы | | |
|---------------------|-----------------------------|------|------|---------------|------|------|-------------|------|------|
| | 2017 | 2018 | 2019 | 2017 | 2018 | 2019 | 2017 | 2018 | 2019 |
| Котлоагрегат ст.№3 | 0 | 0 | 183 | 0,0 | 0,0 | 89,7 | 0 | 0 | 15 |
| Котлоагрегат ст.№4 | 0 | 0 | 117 | 0,0 | 0,0 | 87,9 | 0 | 0 | 36 |
| Котлоагрегат ст.№5 | 0 | 0 | 152 | 0,0 | 0,0 | 88,9 | 0 | 0 | 101 |
| Котлоагрегат ст.№6 | 0 | 160 | 0 | 0,0 | 90,0 | 0,0 | 0 | 744 | 0 |
| Котлоагрегат ст.№7 | 0 | 0 | 0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0 | 0 |
| Котлоагрегат ст.№8 | 144 | 0 | 173 | 90,2 | 0,0 | 87,6 | 101 | 0 | 463 |
| Котлоагрегат ст.№9 | 158 | 0 | 179 | 91,5 | 0,0 | 92,5 | 669 | 0 | 230 |
| Котлоагрегат ст.№10 | 0 | 0 | 0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0 | 0 |
| Котлоагрегат ст.№11 | 0 | 0 | 0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0 | 0 |
| Котлоагрегат ст.№12 | 0 | 0 | 0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0 | 0 |

Таблица 13 – Сводная таблица состава генерирующего оборудования по месяцам за 2017-2019 гг.

| Период | Вид оборудования | 2017 | 2018 | 2019 |
|----------|------------------|------------------------|------------------------|------------------------|
| Январь | КА | 3,4,5,6,7,8,9,10,11,12 | 3,5,6,7,8,9,10,11,12 | 3,4,5,6,7,8,9,10,11,12 |
| | ТА | 2,3,5,8 | 2,3,6,7,8 | 2,3,7,8 |
| Февраль | КА | 3,4,5,6,7,8,9,10,11,12 | 3,4,5,6,7,8,9,10,11,12 | 3,4,5,6,7,8,9,10,11,12 |
| | ТА | 2,3,5,8 | 2,3,6,7,8 | 2,3,7,8 |
| Март | КА | 3,4,5,6,7,8,10,11,12 | 3,5,6,7,8,10,11,12 | 3,6,7,10,11,12 |
| | ТА | 2,3,8 | 2,3,7,8 | 2,7,8 |
| Апрель | КА | 3,4,5,6,7,10,11,12 | 3,4,5,6,7,8,10,11,12 | 3,6,7,9,10,11,12 |
| | ТА | 2,3,8 | 2,6,7,8 | 2,3,8 |
| Май | КА | 5,8,10,11,12 | 3,4,5,8,9 | 6,7,8,9,11,12 |
| | ТА | 2,5,6,8 | 2,7 | 2,6,8 |
| Июнь | КА | 5,7,8,10,11,12 | 5,6,7,8,9 | 6,7,8,9 |
| | ТА | 2,3,6,8 | 2,6,7 | 5,6,7 |
| Июль | КА | 8,9 | 6 | 3,4,5,8,9,10,11,12 |
| | ТА | 6 | 2,6 | 3,5,6 |
| Август | КА | 4,5,6,7,9 | 4,5,6,8 | 3,4,5,8,9 |
| | ТА | 2,5,6 | 2,5,6 | 2,5,6 |
| Сентябрь | КА | 4,5,8,9 | 5,6,8,10,11,12 | 3,4,5,9 |
| | ТА | 2,5,6,7 | 5,6,7,8 | 2,3 |
| Октябрь | КА | 3,4,5,8,9,11,12 | 3,5,6,10,11,12 | 3,4,5,6,8,9,10,11 |
| | ТА | 2,3,5,6,7,8 | 2,6,8 | 2,3,5 |
| Ноябрь | КА | 3,4,5,7,8,9,10,11,12 | 3,4,5,6,9,10,11,12 | 3,4,5,6,7,8,9,10,11,12 |
| | ТА | 2,3,7,8 | 2,3,5,6,7,8 | 2,3,5,6,7,8 |
| Декабрь | КА | 3,4,5,6,7,8,9,10,11,12 | 3,5,6,7,8,9,10,11,12 | 3,4,5,6,7,8,9,10,11,12 |
| | ТА | 2,3,5,6,7,8 | 2,3,5,7,8 | 2,3,6,7,8 |

4 ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ТУРБИННОГО ЦЕХА ПРИ ЧАСТИЧНОЙ НАГРУЗКЕ ОТОПИТЕЛЬНЫХ ОТБОРОВ

4.1 ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

Оптимизация режимов работы станции является одной из сложных практических задач. Сложность заключается в большом количестве участвующих переменных (этих переменных тем больше, чем большее количество оборудования, участвующего в расчётах), выборе наиболее приемлемого критерия оптимизации и количества оптимизируемых параметров. Также в расчёте оптимизации необходимо учитывать тип станции (с поперечными связями, блочная, часть оборудования с блочной и поперечными связями), типы турбин (К, Т, ПТ, Р и другие) и параметры работы оборудования.

Одной из важнейших задач эксплуатации является экономичное распределение тепловых и электрических нагрузок между турбоагрегатами, котлоагрегатами и группами оборудования. Одновременно должен решаться вопрос о составе, числе работающего оборудования, а также о пусках и остановах отдельных агрегатов.

Необходимо отметить, что один и тот же полезный отпуск энергии может обеспечиваться различными вариантами загрузки отдельных агрегатов с различной энергетической и экономической эффективностью. За счёт оптимизации работающего оборудования можно добиться существенного снижения топливных издержек, увеличив тем самым конкурентоспособность и прибыль в условиях рынка. Эффективное решение поставленных задач возможно с помощью специализированных программных комплексов.

Основными применяемыми оптимизационными задачами являются:

1. Минимизация расхода топлива котлами при заданных электрической и тепловой нагрузок станции;

2. Минимизация суммарной полезной электрической мощности при заданной тепловой нагрузке;
3. Максимизация суммарной полезной электрической мощности при заданной тепловой нагрузке.

4.2 МЕТОДЫ ОПТИМАЛЬНОГО РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ТЕПЛОВЫХ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК НА ТЭС

Критерием оптимального режима ТЭС в общем случае является минимум расхода топлива при обеспечении заданной надежности энергоснабжения.

Для ТЭС с поперечными связями одной ступени давления возможно применение раздельной оптимизации режимов турбинного и котельного оборудования с использованием в качестве критерия оптимального распределения нагрузок между турбоустановками минимума расхода теплоты в свежем паре.

Для внутростанционной оптимизации режимов ТЭС могут применяться различные методы, а выбор математического аппарата зависит от типов турбоустановок, структуры отпуска тепла со станции, вида и способа представления энергетических характеристик турбин [9].

Классическим методом оптимизации является *метод относительных приростов*. Однако метод относительных приростов применим для линейных или выпуклых ЭХ, поэтому для оптимизации режимов теплофикационных турбин находит ограниченное применение [9].

Методы линейного программирования, в частности симплексный метод, также основаны на использовании приближенных линеаризованных ЭХ, что обуславливает погрешность конечного результата, а в ряде случаев и его искажение.

Перечисленные выше требования к представлению энергетических характеристик ЭХ теплофикационных турбин определяют использование *методов нелинейного или динамического программирования* [10].

Универсальным методом оптимизации, пригодным для любого вида ЭХ турбин, является метод *динамического программирования*. Метод динамического программирования успешно применяется для распределения электрической нагрузки между конденсационными турбоагрегатами станций и энергосистемы, однако использование его для оптимизации режимов ТЭС, где имеют место многомерные процессы распределения разного вида нагрузок, наталкивается на значительные трудности вычислительного плана. Распределение электрической $N_э$, отопительной $D_т$ и производственной $D_п$ нагрузок между турбинами ТЭС относят к задачам трехмерного динамического программирования [11].

В заключении стоит отметить, что в основу большинства алгоритмов распределения загрузки турбоагрегатов положена оптимальная загрузка по тепловому графику, а целевой функцией является минимум расхода теплоты на турбоагрегат. Режимы работы Томской ГРЭС-2 в летний период, рассмотренные в разделе 8 выбраны методом перебора вариантов, учитывая небольшое число турбоагрегатов и возможных вариантов в данный период.

5 АНАЛИЗ ПУТЕЙ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ТОМСКОЙ ГРЭС-2 В ЛЕТНИЙ ПЕРИОД

В качестве основных направлений повышения эффективности работы Томской ГРЭС-2 можно рассмотреть оптимизационный и инвестиционный пути. Оптимизация позволяет из имеющегося состава основного генерирующего оборудования и заданных значений отпуска тепловой энергии, выработки электроэнергии обеспечить наиболее экономичное распределение нагрузок между турбоагрегатами, тем самым снизив топливные издержки. Что касается инвестиционного направления, то на Томской ГРЭС-2 существует проблема замещения основного генерирующего оборудования на более экономичное, в связи с его изношенностью. Всё имеющееся оборудование станции было выпущено в 50-60х годах и уже выработало свой парковый ресурс. Но отсутствие инвестиций на модернизацию объектов и не окупаемость вложений не позволяют рассматривать данный вариант в этой работе, как возможное решение повышения эффективности работы станции.

Анализируя фактические режимы работы станции в летний период можно выделить следующие особенности:

1. Отпуск тепла внешним потребителям осуществляется за счёт горячего водоснабжения и составляет порядка 40-80 Гкал/ч;
2. Минимальное количество работающего генерирующего оборудования. Это связано с работой станции по тепловому графику, что определяет загрузку на минимальную электрическую выработку. В свою очередь работа на один турбоагрегат определяет работу двух котлоагрегатов с минимальной паропроизводительностью, что является менее экономичным режимом;
3. Наличие сезонного технического ограничения, связанного с повышенной температурой охлаждающей воды на входе в конденсатор по турбоагрегату ст.№5. Данное условие не позволяет произвести загрузку

станции на установленную мощность при аварийных покрытиях заданной нагрузки со стороны системного оператора.

Учитывая в совокупности все вышеизложенные особенности, можно сделать вывод, что основополагающим направлением повышения эффективности будет являться увеличение отпуска тепла внешним потребителям. Данное решение позволит:

1. Снять ограничения установленной мощности за счёт более полной загрузки турбоагрегатов по теплу;

2. Произвести изменения в топливном балансе станции. Увеличение объемов производства будет осуществляться за счёт сжигания угля с целью снижения сезонных избытков. Данное решение не будет являться наилучшим с экологической точки зрения, но это позволит снизить затраты на оборудование топливоприготовления, золошлакоудаление, а также снизить топливную составляющую.

6 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

6.1 ОЦЕНКА КОММЕРЧЕСКОГО ПОТЕНЦИАЛА И ПЕРСПЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ НАУЧНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ С ПОЗИЦИИ РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТИ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЯ

6.1.1 АНАЛИЗ КОНКУРЕНТНЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ С ПОЗИЦИИ РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТИ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЯ

В энергетической стратегии России большое внимание уделяется теплофикации, которая благодаря существенным социальным, экономическим и экологическим преимуществам стала одним из основных направлений развития энергетики нашей страны.

Однако в последнее время конкурентоспособность ТЭС на рынках электрической и тепловой энергии катастрофически падает. Это связано с высокими тарифами на энергию, величина которых обусловлена как субъективными, так и объективными причинами, которые определяются, прежде всего, уровнем совершенства основного оборудования теплоэлектроцентралей и его эксплуатации.

Одно из главных направлений повышения эффективности топливоиспользования на ТЭС – внутростанционная оптимизация режимов паротурбинных установок. Оптимизация режимов абсолютно эффективна, так как в этом случае достигается значительная экономия топлива без дополнительных капитальных вложений.

В данной работе предполагается повышение эффективности Томской ГРЭС-2 в летний период, за счёт оптимизации режимов работы и снятия ограничений установленной мощности при увеличении объёмов отпускаемой тепловой энергии внешним потребителям.

Целью данного раздела является оценка экономических показателей ресурсоэффективности и ресурсосбережения разработки проекта.

Для достижения цели будут решены следующие задачи:

- Анализ конкурентоспособности технического решения;
- SWOT-анализ;
- Планирование исследования;
- Определение ресурсной эффективности проекта.

С точки зрения ресурсоэффективности и ресурсосбережения, выбор наиболее оптимального терминала необходимо осуществлять на базе результатов анализа конкурентных технических решений.

Проект, как любой вид экономической деятельности, связан с рисками. Увеличение сложности проекта приводит к увеличению числа и масштабов сопутствующих рисков. Когда мы осмыслием управление проектами, в большей степени думаем не об оценке рисков, что является промежуточным действием, а о том, как разработать такой план реагирования, чтобы добиться снижения рискованности. Поэтому мы производим анализ при помощи оценочной карты. Это позволяет нам минимизировать риски, что наиболее оптимально происходит на этапе разработки концепции или в момент разработки проектной документации, выявить слабые и сильные стороны проекта. Такой вариант обходится значительно дешевле, чем на этапе непосредственной реализации. И также мы имеем возможность в процессе реализации проекта производить анализ несколько раз, что позволяет корректировать курс развития.

Анализ производится при помощи оценочной карты. Для составления оценочной карты рассмотрен основной вариант оптимизации работы станции в летний период, заключающийся в переводе тепловой нагрузки с Северной части г. Томск на Южную часть (СП ГРЭС-2) для обеспечения всего города горячим водоснабжением в сравнении с отсутствием перевода тепловой нагрузки и конденсационным режимом работы станции.

Модель экспертной оценки построим по экономическим и техническим критериям, которые приведены в таблице 14.

Таблица 14 – Оценочная карта сравнения конкурентных решений

| Критерии оценки | Вес критерия | Баллы | | | Конкурентоспособность | | |
|--|--------------|-----------|-----------------|--------------------|-----------------------|-----------------|--------------------|
| | | К-режим | До перевода т/э | После перевода т/э | К-режим | До перевода т/э | После перевода т/э |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| Технические критерии оценки ресурсоэффективности | | | | | | | |
| 1. Устранение ограничения установленной мощности, связанного с повышением температуры охлаждающей воды на выходе из градирни | 0,15 | 1 | 3 | 5 | 0,15 | 0,45 | 0,75 |
| 2. Оптимизация загрузки котельного оборудования станции | 0,2 | 2 | 3 | 5 | 0,4 | 0,6 | 0,1 |
| 3. Оптимизация загрузки турбинного оборудования станции | 0,3 | 2 | 3 | 4 | 0,6 | 0,9 | 1,2 |
| 4. Увеличение объемов сжигания сезонных избытков угля | 0,05 | 1 | 3 | 5 | 0,05 | 0,15 | 0,25 |
| Экономические критерии оценки эффективности | | | | | | | |
| 1. Конкурентоспособность производимой продукции (электроэнергия) | 0,05 | 2 | 3 | 4 | 0,1 | 0,15 | 0,2 |
| 2. Конкурентоспособность производимой продукции (тепловая энергия) | 0,1 | 1 | 3 | 5 | 0,1 | 0,3 | 0,5 |
| 3. Топливная составляющая | 0,1 | 1 | 3 | 5 | 0,1 | 0,3 | 0,5 |
| 4. Финансирование научной разработки | 0,05 | 5 | 5 | 5 | 0,25 | 0,25 | 0,25 |
| Итого: | 1 | 15 | 26 | 38 | 1,75 | 3,1 | 3,75 |

Позиция разработки и конкурентов оценивается по каждому показателю экспертным путем по пятибалльной шкале, где 1 – наиболее слабая позиция, 5 – наиболее сильная. Выставление позиций осуществляется на базе сравнения показателей и фактических показателей работы станции в указанных режимах, по каждому критерию. Веса показателей, определяемые экспертным путем, в сумме должны составлять 1.

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле

$$K = \sum B_i \cdot \text{Б}_i$$

где K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

B_i – вес показателя (в долях единицы); Б_i – балл i -го показателя.

Исходя из оценки конкурентоспособности, можно сказать, что увеличение объёмов отпускаемой энергии является наиболее эффективным направлением повышения экономичности работы станции с использованием оптимизационных режимов загрузки оборудования.

6.1.2 ИНИЦИАЦИЯ ПРОЕКТА

Группа процессов состоит из процессов, которые выполняются для определения нового проекта или новой фазы существующего. В рамках процессов инициации определяются изначальные цели и содержание и фиксируются изначальные финансовые ресурсы. Определяются внутренние и внешние заинтересованные стороны проекта, которые будут взаимодействовать и влиять на общий результат научного проекта.

– *Цели и результат проекта.* Приводится информация о заинтересованных сторонах проекта, иерархии целей проекта и критериях достижения целей.

Таблица 15 – Заинтересованные стороны проекта

| Заинтересованные стороны проекта | Ожидания заинтересованных сторон |
|----------------------------------|--|
| Томская ГРЭС-2 | Увеличение объема отпускаемой тепловой энергии в летний период за счёт перевода части тепловой энергии с Северной части города с целью оптимизации загрузки основного генерирующего оборудования, устранения технических ограничений установленной мощности и снижения топливных издержек. |

Таблица 16 – Цели и результат проекта

| | |
|--|---|
| Цель проекта | Повышение эффективности работы Томской ГРЭС-2 в летний период |
| Ожидаемые результаты проекта | Снятие сезонных технических ограничений установленной мощности |
| | Оптимальная загрузка котельного и турбинного оборудования станции |
| Критерии приемки проекта | Снижение топливных издержек |
| Требования к результату проекта | Достижение экономичности работы станции за счёт оптимизации загрузки генерирующего оборудования |

– *Организационная структура проекта.* Данный этап работы необходим для определения состава рабочей группы проекта, ролей и функций каждого участника, а также их трудозатраты.

Таблица 17 – Ограничения проекта

| № п/п | ФИО основное место работы, должность | Роль в проекте | Функции | Трудозатраты, час |
|--------------|---|-----------------------|---|--------------------------|
| 1 | Ромашова О.Ю., НИ ТПУ / ИШЭ / НОЦ им. И.Н. Бугакова, к.т.н., доцент | Руководитель проекта | Составление и утверждение технического задания | 3 |
| | | | Календарное планирование работ по теме | 1 |
| | | | Контроль качества выполнения проекта и консультация исполнителя | 3 |
| 2 | Малянова М.С., НИ ТПУ / ИШЭ / НОЦ им. И.Н. Бугакова, магистрант | Исполнитель проекта | Подбор и изучение материалов по теме | 15 |
| | | | Выбор направления исследований | 6 |
| | | | Расчёт фактических ограничений установленной мощности в летний период и их устранение | 13 |

Продолжение таблицы 17

| № п/п | ФИО основное место работы, должность | Роль в проекте | Функции | Трудозатраты, час |
|-------|--------------------------------------|----------------|--|-------------------|
| | | | Анализ путей повышения эффективности работы станции в летний период | 12 |
| | | | Разработка оптимизации схемы выдачи тепловой энергии | 6 |
| | | | Расчёт оптимальной загрузки турбин при увеличении отпуска тепловой энергии | 6 |
| | | | Сравнение технико-экономических показателей работы станции | 4 |
| | | | Оформление отчёта | 12 |

- *Ограничения и допущения проекта.* Ограничения проекта – это все факторы, которые могут послужить ограничением степени свободы участников команды проекта, а также «границы проекта» - параметры проекта или его продукты, которые не будут реализованы в рамках данного проекта.

Таблица 18 – Ограничения проекта

| Фактор | Ограничение / допущение |
|-------------------------|---|
| Источник финансирования | Перевод тепловой нагрузки с северной части г. Томск на Южную требует реконструкции в тепловых сетях. Осуществление реконструкции и строительства будет осуществляться за счёт амортизации. Дальнейшая оптимизация загрузки основного генерирующего оборудования при увеличенном значении отпуска тепловой энергии со станции не требует вложения со стороны, а будет осуществляться с использования ПО. |

Продолжение таблицы 19

| Фактор | Ограничение / допущение |
|-----------------------------------|--|
| Сроки и время работы над проектом | Любой проект имеет свои временные границы и календарный план работы над ним. Поэтому отклонения от заданного плана всегда присутствуют. Эти отклонения связаны в первую очередь с внесением корректировок в проект после получения результатов, отличающихся от фактических/ожидаемых. |

6.1.3 SWOT – АНАЛИЗ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

С помощью SWOT-анализа возможно определить внутренние сильные и слабые стороны проекта, что позволяет оптимальным образом оценить его преимущества и недостатки. Кроме того, по своей структуре, SWOT-анализ позволяет сформулировать внешние факторы, влияющие на развитие проекта.

Возможности представляют собой предпочтительные ситуации в настоящем и в будущем, возникающие в окружающей среде проекта. В противовес возможностям определяются угрозы, представляющие нежелательную ситуацию в окружающей среде проекта, способствующую его разрушению или препятствующие развитию.

Пересечения внутренних и внешних факторов позволяют определить основные исходы их сочетания, а также продемонстрировать корреляцию тех или иных внутренних факторов с различными условиями внешней, для проекта, среды.

В таблице 20 представлены основные факторы, которые целесообразно учитывать в SWOT-анализе повышения эффективности работы станции.

Таблица 20 – SWOT- анализ

| | | |
|--|--|---|
| | <p>Сильные стороны</p> <ul style="list-style-type: none"> - Снижение топливных издержек; - Заявленная экономичность и энергоэффективность технологии в летний период; - Отсутствие инвестиционных вложений; - Короткие сроки реализации; - Конкурентоспособность производимой продукции. | <p>Слабые стороны</p> <ul style="list-style-type: none"> - Невозможность реализации проекта в зимний период |
| <p>Возможности:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Использование оптимизационного комплекса технико-экономических показателей станции. | <p>Сильные стороны и возможности:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Наличие сопоставимых комбинаций загрузки оборудования | <p>Слабые стороны и возможности:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Многообразие генерирующего оборудования станции |
| <p>Угрозы:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Низкая конкурентоспособность ТЭС на рынке электроэнергии | <p>Сильные стороны и угрозы:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Возможность использования оптимизации загрузки оборудования | <p>Слабые стороны и угрозы:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Постоянная доработка проекта для повышения конкурентоспособности на рынке. |

В ходе анализа были выявлены основные конкурентные преимущества – отличные технические показатели и постоянное совершенствование технологии. За счет данных сильных сторон возможно произвести снижение топливных издержек. Слабые стороны проекта окупаются за счет сильных, так как они являются более весомыми. Представленная угроза, как низкая конкурентоспособность ТЭС на рынке электроэнергии являются дополнительными мотиваторами к развитию основных конкурентных преимуществ.

Данный анализ помог выявить слабые сильные стороны, возможности и угрозы. Но самое главное – увидеть, что проект имеет право на существование.

6.2 ПЛАНИРОВАНИЕ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ

В данном разделе составлен перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования, проведено распределение исполнителей по видам работ. Порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 21.

Таблица 21– Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

| Основные этапы | № раб | Содержание работ | Должность исполнителя |
|--|-------|---|-----------------------|
| Разработка технического задания | 1 | Составление и утверждение технического задания | Руководитель |
| Выбор направления исследований | 2 | Подбор и изучение материалов по теме | Инженер |
| | 3 | Выбор направления исследований | Инженер |
| | 4 | Календарное планирование работ по теме | Руководитель |
| Теоретические и экспериментальные исследования | 5 | Расчёт фактических ограничений установленной мощности в летний период и их устранение | Инженер |
| | 6 | Анализ путей повышения эффективности работы станции в летний период | Инженер |
| | 7 | Разработка оптимизации схемы выдачи тепловой энергии | Инженер |
| | 8 | Расчёт оптимальной загрузки турбин при увеличении отпуска тепловой энергии | Инженер |
| Обобщение и оценка результатов | 9 | Сравнение технико-экономических показателей работы станции | Руководитель |
| Контроль и координирование проекта | 10 | Контроль качества выполнения проекта и консультация исполнителя | Руководитель |
| Оформление отчета | 11 | Составление пояснительной записки (эксплуатационно-технической документации) | Инженер |

6.2.1 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТРУДОЕМКОСТИ ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ

Одной из основных частей стоимости разработки проекта являются трудовые затраты, поэтому определение трудоемкости работ каждого из участников научно-исследовательского проекта является важным этапом.

Трудовые затраты в большинстве случаев образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования.

Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов.

Для определения ожидаемого значения трудоемкости используем следующую формулу:

$$t_{ожі} = \frac{3 \cdot t_{mini} + 2 \cdot t_{maxi}}{5} = \frac{3 \cdot t_{mini} + 2 \cdot t_{maxi}}{5} = \text{чел. -дні};$$

Где t_{mini} – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, чел.-дни;

t_{maxi} – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, чел.-дни.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяем продолжительность каждой работы в рабочих днях, учитываем параллельность выполнения работ несколькими исполнителями.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i} = \text{раб. дн.};$$

Где T_{pi} – продолжительность одной работы, раб. дн.;

$Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Рассчитанная ожидаемая продолжительность каждой работы представлена в таблице 47.

6.2.2 РАЗРАБОТКА ГРАФИКА ПРОВЕДЕНИЯ ПРОЕКТА

При выполнении дипломных работ студенты в основном становятся участниками сравнительно небольших по объему научных тем. Поэтому наиболее удобным и наглядным является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта.

Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни.

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}};$$

Где $k_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяем по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{366}{366 - 118} = 1,48;$$

Где $T_{\text{кал}} = 366$ – количество календарных дней в году;

$T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней в году;

$T_{\text{пр}}$ – количество праздничных дней в году.

Таблица 22 – Временные показатели проекта

| Название работы | Трудоёмкость работ | | | | | | Длительность работ в рабочих днях T_{pi} | | Длительность работ в календарных днях T_{ki} | |
|---|---------------------------------|---------|---------------------------------|---------|---------------------------------|---------|---|---------|--|---------|
| | t_{min} , человеко- дни | | t_{max} , человеко- дни | | $t_{ожг}$, человеко- дни | | Руковод. | Инженер | Руковод. | Инженер |
| | Руковод. | Инженер | Руковод. | Инженер | Руковод. | Инженер | | | | |
| Составление и утверждение технического задания | 1 | 0 | 3 | 0 | 2 | 0 | 2 | 0 | 3 | 0 |
| Подбор и изучение материалов по теме | 0 | 6 | 0 | 15 | 0 | 10 | 0 | 10 | 0 | 15 |
| Выбор направления исследований | 0 | 2 | 0 | 6 | 0 | 4 | 0 | 4 | 0 | 6 |
| Календарное планирование работ по теме | 1 | 0 | 1 | 0 | 1 | 0 | 1 | 0 | 1 | 0 |
| Расчёт фактических ограничений установленной мощности в летний период и их устранение | 2 | 5 | 5 | 14 | 4 | 9 | 4 | 9 | 6 | 13 |
| Анализ путей повышения эффективности работы станции в летний период | 2 | 5 | 4 | 12 | 3 | 8 | 3 | 8 | 4 | 12 |
| Разработка оптимизации схемы выдачи тепловой энергии | 0 | 2 | 0 | 6 | 0 | 4 | 0 | 4 | 0 | 6 |
| Расчёт оптимальной загрузки турбин при увеличении отпуска тепловой энергии | 1 | 3 | 2 | 5 | 2 | 4 | 2 | 4 | 3 | 6 |

Продолжение таблицы 22

| Название работы | Трудоёмкость работ | | | | | | Длительность работ в рабочих днях T_{pi} | | Длительность работ в календарных днях T_{ki} | |
|---|---------------------------------|---------|---------------------------------|---------|---------------------------------|---------|---|---------|--|---------|
| | t_{min} , человеко- дни | | t_{max} , человеко- дни | | $t_{ожг}$, человеко- дни | | Руковод. | Инженер | Руковод. | Инженер |
| | Руковод. | Инженер | Руковод. | Инженер | Руковод. | Инженер | | | | |
| Сравнение технико-экономических показателей работы станции | 1 | 1 | 1 | 6 | 1 | 3 | 1 | 3 | 1 | 4 |
| Контроль качества выполнения проекта и консультация исполнителя | 1 | 0 | 3 | 0 | 2 | 0 | 2 | 0 | 3 | 0 |
| Оформление отчёта | 0 | 5 | 0 | 11 | 0 | 8 | 0 | 8 | 0 | 12 |
| Итого дней (руководитель) | | | | | | | | | 22 | |
| Итого дней (инженер) | | | | | | | | | 74 | |
| Итого дней (проект) | | | | | | | | | 96 | |

В качестве даты начала работ считаем 3 февраля 2020 года.

6.3 БЮДЖЕТ ПРОЕКТА

При планировании бюджета НИИ должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением. В процессе формирования бюджета НИИ используется следующая группировка затрат по статьям:

6.3.1 РАСЧЕТ МАТЕРИАЛЬНЫХ ЗАТРАТ

Для того чтобы проект был притворен в жизнь и приносил прибыль, необходимо выявить все возможные расходы для наиболее точного понимания ситуации.

Данная статья включает стоимость всех материалов, используемых при разработке проекта:

$$Z_m = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{расхi};$$

Где m - количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;

$N_{расхi}$ - количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования;

C_i - цена приобретения единицы i -го вида потребляемых материальных ресурсов;

k_T - учитывающий транспортно-заготовительные расходы.

В таблице 23 собраны все необходимые наименования материалов, подсчитаны затраты на их покупку.

Таблица 23– Материальные затраты

| Наименование | Единица измерения | Количество | Цена за ед., руб. | Затраты на материалы, (Z_m), руб. |
|--------------|-------------------|------------|-------------------|---------------------------------------|
| Бумага | упаковка | 1 | 258 | 258 |
| Ручки | штук | 2 | 10 | 20 |
| Степлер | штук | 1 | 50 | 50 |

Продолжение таблицы 23

| Наименование | Единица измерения | Количество | Цена за ед., руб. | Затраты на материалы, (З _{ам}), руб. |
|-----------------------|-------------------|------------|-------------------|--|
| Файлы | штук | 150 | 1,2 | 180 |
| Скоросшиватель | штук | 1 | 8 | 8 |
| Картридж для принтера | штук | 1 | 2100 | 2100 |
| Итого: | | | | 2616 |

6.3.2 АМОРТИЗАЦИОННЫЕ ОТЧИСЛЕНИЯ

При расчете затрат на оборудование и ПО берется в учет тот факт, что данное оборудование и ПО будет использовано для последующих проектов, поэтому учитываться будут только затраты на амортизацию объектов, стоимость которых превышает 40 тыс. руб. Стоимость оборудования заносится в таблицу 24.

Таблица 24 – Стоимость оборудования

| № п/п | Наименование оборудования | Кол-во единиц оборудования | Цена единицы оборудования, руб. | Амортизация, руб. |
|---------------|---------------------------|----------------------------|---------------------------------|-------------------|
| 1 | ПО Microsoft Office | 1 | 681 400 | 32 022 |
| 2 | ПК | 1 | 50 000 | 2 350 |
| Итого: | | | 731 400 | 34 372 |

Расчет амортизации производится по данной формуле:

$$A = \frac{C_0 \cdot n_{\text{исп}}}{\tau \cdot 366};$$

Где C_0 – стоимость оборудования;

$n_{\text{исп}}$ – количество дней использования оборудования (86 дней);

τ – срок службы оборудования (5 лет).

6.3.3 ОСНОВНАЯ ЗАРАБОТНАЯ ПЛАТА ИСПОЛНИТЕЛЕЙ ПРОЕКТА

В данную статью включается основная заработная плата научных работников и инженерно-технических работников, непосредственно участвующих в выполнении работ по данному проекту.

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением НТИ, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату:

$$Z_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп};$$

Где $Z_{осн}$ – основная заработная плата;

$Z_{доп}$ – дополнительная заработная плата (12-20 % от $Z_{осн}$).

Основная заработная плата руководителя (лаборанта, инженера) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p;$$

Где T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.

$Z_{дн}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_m = Z_{тс} \cdot (1 + k_{пр} + k_d) \cdot k_p;$$

Где $Z_{тс}$ – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{пр}$ – премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% от $Z_{тс}$);

k_d – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2 – 0,5 (в НИИ за расширение сфер обслуживания, за профессиональное мастерство, за вредные условия: 15-20 % от $Z_{тс}$);

k_p – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Среднедневная заработная плата работника, руб.

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d};$$

Где $M = 12$ - количество месяцев работы без отпуска в течение года (при отпуске в 20 раб. дней, 5-дневная неделя);

$F_d = 228$ - действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн.

Таблица 25– Баланс рабочего времени

| Показатели рабочего времени | Руководитель | Инженер |
|--|--------------|---------|
| Календарное число дней | 366 | 366 |
| Количество нерабочих дней - выходные дни - праздничные дни | 118 | 118 |
| Потери рабочего времени - отпуск - невыходы по болезни | 20 | 20 |
| Действительный годовой фонд рабочего времени | 228 | 228 |

6.3.4 ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ЗАРАБОТНАЯ ПЛАТА ИСПОЛНИТЕЛЕЙ ПРОЕКТА

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}};$$

Где $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,12 – 0,15).

6.3.4 ОТЧИСЛЕНИЯ ВО ВНЕБЮДЖЕТНЫЕ ФОНДЫ (СТРАХОВЫЕ ОТЧИСЛЕНИЯ)

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}});$$

Где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

На 2020 г. размер страховых взносов для учреждений, осуществляющих образовательную и научную деятельность составляет 30,2 %.

Таблица 26 – Расчёт оплаты труда

| | Руководитель | Инженер |
|---|--------------|---------|
| Заработная плата по тарифной ставке, ($Z_{тс}$), руб. | 26 300 | 17 000 |
| Премияльный коэффициент ($k_{пр}$) | 0,3 | |
| Коэффициент доплат и надбавок ($k_{д}$) | 0,3 | |
| Районный коэффициент ($k_{р}$) | 1,3 | |
| Месячная заработная плата ($Z_{м}$), руб. | 54 704 | 35 360 |
| Среднедневная заработная плата работника ($Z_{дн}$), руб. | 2 879 | 1 861 |
| Продолжительность выполнения данного проекта ($T_{р}$), раб. | 15 | 50 |
| Основная заработная плата, начисленная за выполнение данного проекта ($Z_{осн}$), руб | 43 185 | 93 050 |
| Коэффициент дополнительной заработной платы ($k_{доп}$) | 0,13 | |
| Дополнительная заработная плата исполнителей, ($Z_{доп}$), руб | 5 614 | 12 097 |
| Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды | 0,302 | |
| Отчисления во внебюджетные фонды, руб | 14 737 | 31 754 |
| Итого, руб | 63 536 | 136 901 |
| Сумма отчислений, руб | 46 491 | |
| Сумма с учетом отчислений, руб | 153 946 | |

Общие затраты на оплату труда составили 200 437 руб., из которых 46 491 руб. приходится на отчисления во внебюджетные фонды.

6.3.5 НАКЛАДНЫЕ РАСХОДЫ

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$\begin{aligned}
 Z_{\text{накл}} &= (Z_{\text{спец}} + Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}} + Z_{\text{внеб}}) \cdot k_{\text{нр}} \\
 &= (2\,616 + 136\,235 + 17\,711 + 46\,491) \cdot 0,16 = 32\,488;
 \end{aligned}$$

Где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы принимается в размере 16 %.

6.3.6 ФОРМИРОВАНИЕ БЮДЖЕТА ЗАТРАТ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОГО ПРОЕКТА

Рассчитанная величина затрат научно-технического проекта является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции.

Таблица 27 – Бюджет затрат проекта

| Наименование статьи | Сумма, руб. | % |
|--|----------------|------------|
| Материальные затраты НТИ | 2 616 | 0,97 |
| Затраты на амортизацию | 34 372 | 12,73 |
| Затраты по основной заработной плате исполнителей темы | 136 235 | 50,47 |
| Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы | 17 711 | 6,56 |
| Отчисления во внебюджетные фонды | 46 491 | 17,22 |
| Накладные расходы | 32 488 | 12,05 |
| Бюджет затрат НТИ | 269 913 | 100 |

6.4 РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех (или более) вариантов исполнения научного исследования. Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Ресурсоэффективность определяется при помощи интегрального критерия ресурсоэффективности, который имеет следующий вид:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i ;$$

Где a_i – весовой коэффициент проекта;

b_i – бальная оценка проекта, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности представлен в таблице 28.

Таблица 28 – Сравнительная оценка характеристик проекта

| Критерии | Весовой коэффициент | Бальная оценка разработки |
|--------------------------------|---------------------|---------------------------|
| Экономичность | 0,4 | 5 |
| Отсутствие инвестиций в проект | 0,3 | 5 |
| Объемы производимой продукции | 0,2 | 4 |
| Сроки осуществления проекта | 0,1 | 2 |
| Итого: | 1,00 | 4,5 |

Интегральный показатель ресурсоэффективности для разрабатываемого научно-исследовательского проекта:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i = 0,4 \cdot 5 + 0,3 \cdot 5 + 0,2 \cdot 4 + 0,1 \cdot 2 = 4,5.$$

Проведенная оценка ресурсоэффективности проекта дает достаточно неплохой результат (4,5 из 5), что свидетельствует об эффективности реализации технического проекта.

В данной части выпускной квалификационной работы производилась оценка проводимого проектирования с точки зрения ресурсоэффективности и ресурсосбережения. Для этих целей на начальных этапах была создана оценочная карта конкурентных решений, позволяющая проанализировать рынок предложений и выбрать наиболее подходящее с учетом предъявляемых требований. На ее основе было сделано решение оптимизации схемы отпуска тепловой энергии в летний период, как наиболее оптимального по выдвинутым критериям. Следующим этапом являлся SWOT – анализ, который позволил выявить слабые и сильные стороны, возможности и угрозы. При помощи него

можно также выработать стратегии по превращению слабых сторон в сильные, угрозы в возможности, выявить или разработать основное конкурентное преимущество. Это было сделано в разделах планирования научно-технического проектирования и разработки графика проведения проекта. Для лучшего понимания хода работ, четкого разделения обязанностей, скоординированности действий был составлена диаграмма Ганта. Также необходимо понять сможет ли проект существовать в реальности, какие необходимо понести затраты на его реализацию. Для этого был составлен бюджет проекта, который составил 269 913 руб. При этом основная часть затрат приходится на выплату заработной платы участникам проекта. Проведенная оценка ресурсоэффективности свидетельствует об эффективности реализации технического проекта. По итогам проводимых исследований можно утверждать, что проект имеет не только экономическую эффективность и привлекательность, но и коммерческий потенциал и ресурсоэффективность, пригоден для постоянно развивающейся промышленности.