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

На правах рукописи

Bal

Забуга Федор Викторович

# ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МЕТОДОВ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ И ОПТИМИЗАЦИИ ДЛЯ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ КОМПЛЕКСНОЙ МОДЕРНИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЫ ДЕЙСТВУЮЩЕГО ЭНЕРГОБЛОКА

Специальность 2.4.5. Энергетические системы и комплексы

Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук

> Научный руководитель: доктор технических наук, профессор, Клер Александр Матвеевич

### Оглавление

ВВЕДЕНИЕ
ГЛАВА 1. Обзор публикаций по тематике исследования 14
1.1. Математическое моделирование ТЭУ 14
1.2. Повышение эффективности энергетического оборудования ТЭС 19
1.3. Повышение эффективности ТЭУ путем уменьшения потребления
электроэнергии на собственные нужды
1.4. Выводы по главе 1
ГЛАВА 2. Методический подход к комплексной модернизации технологической
схемы энергоблока с применением его настроенной математической модели 29
2.1. Методический подход к оценке эффективности комплексной модернизации
технологической схемы действующей ТЭУ 30
2.2. Расчетная схема и математическая модель котлоагрегата ПК-24 38
2.3. Расчетная схема и математическая модель турбоустановки К-150-130 43
2.4. Расчетная схема и математическая модель исследуемого энергоблока 47
2.5. Идентификация параметров математической модели исследуемого
энергоблока
2.6. Подробная математическая модель конденсатных насосов 12КсВ 9х4 60
2.7. Выводы по главе 2
ГЛАВА 3. Примеры модернизаций технологической схемы энергоблока 64
3.1. Модернизация схемы слива дренажей паротурбинной установки
3.1.1. Целесообразность изменения направления схемы слива дренажей
регенерации низкого давления турбины
3.1.2. Практические аспекты предложенной модернизации
3.1.3. Инженерно-экономические расчеты с использованием настроенной
математической модели энергоблока72
3.1.4. Оценка экономической эффективности предложенной модернизации 79
3.2. Модернизация схемы основного конденсата
3.2.1. Выбор насоса уплотнений ПЭН исследуемого энергоблока

3.2.2. Расчет энергетических показателей работы энергоблока для действу	ющей
и модернизированной технологической схемы	86
3.2.3. Снижение расхода электроэнергии на собственные нужды при	
резервировании общестанционного коллектора впрысков	88
3.2.4. Экономическая эффективность модернизации схемы основного	
конденсата энергоблока	90
3.3. Выводы по главе 3	91
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	92
Список литературы	94
Приложение А	108
Приложение Б	114
Приложение В	125
Приложение Г	133
Приложение Д	134

#### введение

Актуальность. На сегодняшний день основу энергетики Российской Федерации (РФ) продолжают составлять тепловые электрические станции (ТЭС), работающие на сжигаемом органическом топливе. На 1 января 2022 года суммарная установленная мощность электростанций Единой энергетической системы России (ЕЭС России) составляла 246,6 ГВт. При этом 66,14% от данного значения приходилось на турбоагрегаты ТЭС. Необходимо отметить, что обновление производственных фондов в энергетике нашей страны проводится относительно медленными темпами. Так в 2021 году в энергосистеме России было введено 2,7 ГВт новых генерирующих мощностей и выведено из эксплуатации 1,9 ГВт неэффективного и устаревшего генерирующего оборудования, что составило 1,1 и 0,8 процента от общей установленной мощности соответственно.

Ежегодно все станции ЕЭС России вырабатывают около одного миллиона ГВт·ч электроэнергии. Необходимо отметить установившуюся в последние годы динамику ежегодного роста выработки электроэнергии в РФ. Так в 2021 году на электростанциях ЕЭС России было выработано 1114,55 млрд кВт·ч, что на 6,4% больше аналогичного показателя за 2020 год. В структуре выработки электроэнергии ЕЭС России первое место за рассматриваемый выше период занимали ТЭС, которые смогли обеспечить покрытие большей части от общей нагрузки: 60,7% или 676,9 млрд кВт·ч, из которой около двух третьих приходилось на долю газовых электростанций и одна треть – на угольные [1; 2].

Аналогичная ситуация наблюдается и в мире в целом. Согласно данным BP2021 Statistical Review [2] в 2021 году тепловые электростанции в мире выработали 17482,8 млрд кВт·ч электроэнергии – 61% от общего объема выработки. Доля угольных ТЭС при этом составила 36% или 10244 млрд кВт·ч, что сопоставимо с суммарной выработкой всех атомных и гидроэлектростанций, а также возобновляемой энергетики за рассматриваемый период.

Наличие столь значительной доли ТЭС, работающих на угле в России и мире объяснимо тем, что на протяжении длительного периода времени данный вид органического топлива сохраняет за собой ряд неоспоримых преимуществ. К ним можно отнести: большие разведанные запасы, распространенность залежей, доступность добычи, относительно низкую стоимость, возможность дешевого складирования и создания запасов на складах энергетических предприятий [3; 4]. Подтверждением этому является тот факт, что за последние 10 лет в мире уверенно сохраняется доля использования угля на уровне 3800 млн. тнэ (миллионов тонн нефтяного эквивалента). Данная тенденция уверенно сохраняется на сегодняшний день и будет оставаться неизменной в ближайшем будущем. Также необходимо отметить, что только за 2021 год рост потребления угля в мире составил около 6% и достиг значения 3824 млн. тнэ. При этом его доля среди всех источников первичной энергии, таких как нефть, газ, ядерная энергия, гидроэнергия, ВИЭ достигла 38%. Схожая динамика просматривается и в России: средний уровень потребления за 10 лет составил 81,5 млн. тнэ, рост потребления за 2021 год – 4% соответственно [5].

Из представленного выше анализа статистических и производственных показателей следует, что на сегодняшний день перед современной энергетикой попрежнему сохраняет свою высокую важность и актуальность задача повышения эффективности использования сжигаемого органического топлива на действующих электростанциях. Важно учитывать, что в настоящее время в России и во многих развитых странах эксплуатируются тепловые энергетические установки (далее – ТЭУ), работающие на угле и обеспечивающие выработку более трети от общего объема потребляемой электроэнергии. Немалая часть данного энергетического оборудования была сконструирована и принята в работу в 50–60-е годы XX века. Относительно низкая стоимость и доступность топлива в указанный период времени оказывала влияние на принимаемые технические решения того времени при его проектировании. В связи с этим в настоящее время энергетические характеристики данных ТЭУ зачастую не соответствуют современным требованиям к эффективности тепломеханического оборудования и именно по этой причине на многих из них могут быть выявлены существенные резервы, позволяющие повысить их экономичность. А решение указанной выше задачи может заключаться в модернизации технологических схем ТЭУ посредством использования современных методов математического моделирования.

Степень разработанности проблемы. Вопросы модернизации действующих теплоэнергетических установок были рассмотрены в трудах многих российских и зарубежных ученых: Меркулов В.А., Гуторов В.Ф., Симою Л.Л., Эфрос Е.И., Марченко Е.М., Баринберг Г.Д., Бененсон Е.И., Трояновский Б.М., Мошкарин А.В., Великороссов В.В., Лазарев Г.Б., Сухарев В.А., Горунович С.Б., Салов А. Г., Гаврилова А. А., Ситас В. И., Сизов Р.Р., Mimuro H., Sugiura T., Watanable H., Muhlhauser H. P., Alas E. Noulette и других. В их работах представлены различные способы повышения эффективности действующих ТЭУ за счет модернизации оборудования и технологических схем, при этом в качестве обоснования инженерных решений, направленных на повышение эффективности работы действующего энергетического оборудования, не были использованы подробные математические модели (далее – ММ) всей исследуемой энергоустановки. Препятствием этому в то время выступали ограниченные возможности вычислительной техники с одной стороны и несовершенство существующих численных методов моделирования и ММ элементов ТЭУ с другой. Важно также учитывать, что внесение изменений на отдельно взятом участке тепловой схемы ТЭУ неизбежно приводит к изменению параметров ее работы и в неизмененной части схемы, что также подлежит учету для более точной оценки эффективности рассматриваемых предложений по модернизации.

Бесспорным является факт того, что MM, разрабатываемые для находящихся в эксплуатации энергетических установок, должны учитывать их фактическое состояние. Поэтому при моделировании действующих ТЭУ необходимо первостепенное решение задачи идентификации параметров математических моделей (далее – ИПММ). Под идентификацией подразумевается настройка математической модели энергоустановки, учитывающая ее текущее техническое состояние, выполняемая на основании замеров режимных параметров в контрольных точках

узлов технологической схемы (TC). Необходимо отметить, что замеры контрольных параметров для решения задачи идентификации выполняются для нескольких стабильных эксплуатационных режимов ТЭУ. При выполнении данных условий расчетные значения режимных параметров, полученные с помощью математической модели, будут с достаточной точностью соответствовать фактическим значениям данных параметров на действующем оборудовании, что позволит обеспечить обоснованность принятия тех или иных инженерных решений, направленных на модернизацию технологической схемы исследуемой ТЭУ.

Задачи ИПММ для энергетического оборудования тепловых электростанций были исследованы в трудах сотрудников Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук (далее – ИСЭМ СО РАН) А.М. Клера, Н.П. Декановой, А.В. Михеева, А.С. Максимова, Е.Л. Степановой, П.В. Жаркова, В.Э. Алексеюка. В ходе выполненных исследований были представлены различные подходы к ИПММ котельных и паротурбинных установок. Также были разработаны методические подходы к оценке состояния энергетического оборудования в процессе его эксплуатации.

В более поздних исследованиях, выполненных А.М. Клером, В.Э. Алексеюком, А.С. Максимовым, была сформулирована обновленная и улучшенная методика идентификации параметров математических моделей ТЭУ (далее – УМ-ИПММ), включающая три основных этапа. УМ-ИПММ является на сегодняшний день эффективным инструментом, позволяющим оперативно выявлять грубые погрешности измерений контрольных параметров и удалять соответствующие им замеры из дальнейшего расчета математической модели, что, в конечном счете, повышает скорость и точность проводимой идентификации.

Принимая во внимание перечисленные доводы, для успешного разрешения рассматриваемых выше проблем, в настоящей работе представлен оригинальный методический подход, который объединяет первостепенное решение задач ИПММ находящихся в эксплуатации ТЭУ с последующим решением задач повышения эффективности работы данного энергетического оборудования, посредством модернизации его технологических схем.

**Цель работы** – разработка методического подхода, направленного на повышение эффективности действующих энергетических установок за счет модернизации их технологических схем. При этом предполагается использование подробной математической модели исследуемой энергоустановки, настроенной по результатам замеров режимных параметров на ее текущее состояние и пригодной для решения задач оптимизации режимных параметров и технологических схем.

#### Задачи исследования:

1. Разработка методического подхода к комплексной модернизации технологической схемы действующей энергетической установки.

2. Построение подробной математической модели действующего угольного паротурбинного энергоблока на базе программно-вычислительного комплекса моделирования и оптимизации теплоэнергетических установок «Система машинного построения программ для персональных компьютеров» (СМПП-ПК), разработанного в ИСЭМ СО РАН.

3. Проведение цикла необходимых оптимизационных расчетов для оценки эффективности предлагаемых малозатратных способов модернизации технологической схемы и оборудования.

Объектом исследования являются действующие теплоэнергетические установки на органическом топливе, на примере пылеугольного энергоблока (дубльблока) №5 с установленной электрической мощностью 150 МВт филиала ООО «Байкальская Энергетическая Компания» ТЭЦ-10.

**Предмет исследования** – методы математического моделирования и схемно-параметрической оптимизации, а также методики, направленные на модернизацию тепловых схем действующих теплоэнергетических установок для повышения эффективности их работы.

Научная новизна диссертационной работы заключается в следующем:

1. Разработан оригинальный методический подход к оценке эффективности малозатратной модернизации технологической схемы ТЭУ, основанный на методах математического моделирования и схемно-параметрической оптимизации.

2. Построена математическая модель исследуемого энергоблока, включающая подробные модели паровой турбины К-150-130 и прямоточных котлоагрегатов ПК-24, настроенная на его фактическое состояние и пригодная для выполнения оптимизационных расчетов методом ступенчатой оптимизации.

3. Выполнен полный цикл необходимых расчетов, позволяющий апробировать разработанный подход, а также повысить эффективность работы исследуемого энергоблока без значительных капиталовложений за счет реализации схемных и параметрических решений, предложенных диссертантом.

**Теоретическая и практическая значимость.** Теоретическая значимость диссертационной работы заключается в развитии методических основ оценки эффективности модернизаций действующего энергетического оборудования ТЭС, базирующихся на использовании методов идентификации и оптимизации. В работе представлены две оригинальные постановки оптимизационных задач. Первая – направлена на определение оптимального значения целевой функции для действующей схемы исследуемой энергоустановки. Вторая – позволяет найти оптимальное значение целевой функции, применительно к модернизированной схеме, в которую включено новое оборудование. Сравнение значений целевой функции, рассчитанной для базовой и модернизированной схемы при нескольких одинаковых режимах работы, позволяет оценить энергетическую эффективность от внедрения модернизации в технологическую схему исследуемой ТЭУ.

Важной составляющей диссертационной работы является решение проблемы повышения эффективности действующей ТЭУ за счет модернизации ее технологической схемы. Рассматриваемые в диссертации способы модернизации технологической схемы действующего энергоблока были представлены к обсуждению на экспертном совете филиала ООО «Байкальская Энергетическая Компания» ТЭЦ-10. Необходимо особо отметить, что предложенные автором технические решения являются малозатратными: при малых капиталовложениях обладают достаточно высокой экономической эффективностью. В результате от технического руководителя, главного инженера филиала, было получено положительное заключение о возможности внедрения на практике данных предложений.

Методология и методы исследования. Математическая модель исследуемого в настоящей работе энергоблока была построена с использованием программно-вычислительного комплекса СМПП-ПК. Применяемые в разработке математические модели элементов основного и вспомогательного оборудования основаны на достоверных методах расчета теплоэнергетических установок.

В данной работе применена методология системных исследований сложного теплоэнергетического оборудования. В основе настоящих исследований находится метод ступенчатой оптимизации (далее – МСО). МСО разработан в ИСЭМ СО РАН и позволяет получать оптимальные решения по заданному критерию эффективности при малом времени расчета применительно к задаче модернизации технологической схемы энергоблока.

#### Положения, выносимые на защиту:

1. Методический подход к комплексной модернизации технологической схемы ТЭУ, основанный на методах математического моделирования и схемнопараметрической оптимизации.

2. Постановка задачи, включающая оптимизацию режимных и конструкторских параметров, применительно к действующим и новым элементам технологической схемы модернизируемой энергетической установки.

3. Результаты выполненных оптимизационных расчетов, апробирующих разработанную автором методику, и направленных на повышение эффективности работы исследуемого энергоблока за счет реализации предложенных автором схемно-параметрических решений.

Соответствие паспорту специальности. Диссертационная работа соответствует пунктам паспорта специальности ВАК 2.4.5. Энергетические системы и комплексы:

Пункт 1. «Разработка научных основ (подходов) исследования общих свойств и принципов функционирования и методов расчета, алгоритмов и программ выбора и оптимизации параметров, показателей качества и режимов работы энергетических систем, комплексов, энергетических установок на органическом и альтернативных топливах и возобновляемых видах энергии в целом и их основного и вспомогательного оборудования». Во второй главе диссертации представлено описание методического подхода к комплексной модернизации технологической схемы энергоблока, основанного на методах математического моделирования и схемно-параметрической оптимизации.

Пункт 2. «Математическое моделирование, численные и натуральные исследования физико-химических и рабочих процессов, протекающих в энергетических системах и установках на органическом и альтернативных топливах и возобновляемых видах энергии, их основном и вспомогательном оборудовании и общем технологическом цикле производства электрической и тепловой энергии». Диссертация содержит описание разработанной в программно-вычислительном комплексе «СМПП-ПК» математической модели энергоблока, настроенной на фактическое состояние и подробно представляющей процессы, протекающие в его элементах.

Пункт 3. «Разработка, исследование, совершенствование действующих и освоение новых технологий и оборудования для производства электрической и тепловой энергии, использования органического и альтернативных топлив, и возобновляемых видов энергии, водоподготовки и водно-химических режимов, способов снижения негативного воздействия на окружающую среду, повышения надежности и ресурса элементов энергетических систем, комплексов и входящих в них энергетических установок». В третьей главе диссертации представлены примеры модернизации технологической схемы исследуемого энергоблока, направленные на повышение эффективности его работы, учитывающие его фактическое состояние.

Степень достоверности и обоснованности полученных результатов обеспечена:

1. Использованием современных методов математического моделирования и оптимизации энергетических установок;

2. Применением математических моделей элементов энергетических установок, основанных на базовых законах термодинамики, апробированных описа-

ниях процессов тепломассообмена и теплофизических свойств рабочего тела и теплоносителей;

3. Использованием при замерах режимных параметров поверенных средств измерения.

**Апробация.** Основные положения диссертации обсуждались на следующих конференциях:

1. Конференция-конкурс научной молодежи «Системные исследования в энергетике» (Иркутск 2017 – 2018 гг.).

2. Всероссийская научно-практическая конференция с международным участием «Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири» (Иркутск, 2022 г.).

3. Всероссийская молодежная конференция с международным участием «Системные исследования в энергетике» (Иркутск, 2021, 2023 гг.).

Публикации. По теме диссертационной работы было опубликовано 8 научно-исследовательских работ, в том числе 3 в рецензируемых журналах, рекомендованных ВАК при Минобрнауки России для опубликования результатов диссертации и 1 публикация в сборниках конференций, индексируемых в системе цитирования Scopus.

Объем и структура работы. Диссертация состоит из введения, трех глав, заключения, списка литературы, содержащего 122 источника и пяти приложений. Работа изложена на 134 страницах текста, содержит 10 рисунков и 26 таблиц.

Личный вклад автора заключается в следующем:

1. При активном участии автора разработан методический подход к оценке эффективности модернизации технологической схемы действующей ТЭУ, включающий применение методов идентификации математических моделей и оптимизации расчетных режимных параметров по критерию максимальной энергетической эффективности.

2. Автором построена подробная математическая модель действующего пылеугольного дубль-блока с установленной электрической мощностью 150 МВт и проведен комплекс оптимизационных расчетов, позволяющих выполнить сравнительную оценку различных инженерных решений, направленных на повышение энергетической эффективности данной ТЭУ.

3. Лично автором выявлены эффективные способы модернизации технологической схемы исследуемого дубль-блока и оформлены соответствующие технические решения на филиале ООО «Байкальская Энергетическая Компания» ТЭЦ-10.

Автор выражает благодарность научному руководителю д.т.н., профессору А. М. Клеру, исследования под руководством которого оказали огромное влияние на формирование его научных интересов, а также д.т.н. Э. А. Тюриной, к.т.н. В. Э. Алексеюку, к.т.н. А. С. Максимову, к.т.н. Е. Л. Степановой, к.т.н. П. В. Жаркову за замечания и советы, полученные при подготовке диссертации.

### ГЛАВА 1. ОБЗОР ПУБЛИКАЦИЙ ПО ТЕМАТИКЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

#### 1.1. Математическое моделирование ТЭУ

Энергетическое оборудование тепловых электростанций представляет сложные технические системы с множеством технологических связей и разнообразными режимами работы и поиск путей повышения его эффективности является весьма непростой задачей. Необходимо отметить, что в последние годы все больше внимания уделяется вопросам применения методов математического моделирования и оптимизации для решения задач повышения эффективности действующих ТЭУ. Данное обстоятельство напрямую связано с ключевыми преимуществами ММ, которые предоставляют возможности для исследователей, проектировщиков оперативно, высокоточно, многократно решать определенные ими оптимизационные задачи с множеством различных условий, а также быстро корректировать расчетную методику при необходимости [6]. Именно по этой причине исследования в области повышения эффективности действующих ТЭУ с применением их математических моделей представляется наиболее эффективным в настоящее время.

Принципиально выделено два направления для моделирования тепловых энергетических установок. В первом на основе конструкторских расчетов разрабатываются модели проектируемых и перспективных ТЭУ [7; 8]. Во втором на основе поверочных расчетов разрабатываются модели действующих ТЭУ. В данной работе рассмотрены вопросы обоих направлений – математическое моделирование действующего оборудования ТЭС с целью его последующей модернизации.

Необходимо отметить, что особая сложность в процессе оптимизации режимных параметров ТЭУ с применением ММ заключается в решении системы нелинейных уравнений, имеющих большую размерность. По этой причине на первых этапах исследований в данном направлении, для упрощения решения оптимизационных задач, применялось сведение задач нелинейного программирования к линейному [9 – 12]. При этом необходимо отметить, что принятые упрощения способствовали появлению существенных погрешностей в расчетах и как следствие, недопустимых решений оптимизационных задач. Необходимо отметить, что возможность успешного решения данных задач была получена с разработкой градиентных методов нелинейного программирования.

В середине прошлого века за рубежом начинают разрабатываться математические модели сложного энергетического оборудования на основе нормативных методик [13 – 15]. Данное обстоятельство связано с тем, что примерно в это же время наблюдалось стремительное развитие электронно-вычислительной техники и как следствие, быстрый рост производительности ЭВМ, что способствовало появлению возможности оперативного проведения расчетов на математических моделях сложных энергетических установок с применением принципов математического моделирования и оптимизации.

Внимание заслуживают работы Ф.А. Вульмана, который занимался математическим моделированием энергетического оборудования и предложил подход, основанный на модульном программировании с целью автоматизации математического моделирования энергоустановок тепловых электростанций [16 – 18]. Методика перебора различных вариантов схем может быть отнесена к следующему шагу работ в данном направлении. Необходимо отметить, что все возможные варианты схем ТЭУ предварительно задавались исследователями [19 – 21]. Следует также выделить представленные в проведенных исследованиях [22 – 24] и апробированные на упрощенных ММ ТЭУ методики, заключающиеся в термодинамическом анализе, которые позволили решать задачи по совершенствованию и повышению эффективности теплоэнергетического оборудования.

Необходимо также отметить оригинальную методику к выбору состава оборудования ТЭЦ при выполнении проектных работ, которая была разработана в МЭИ и представлена в работах [25; 26]. Основная задача методики заключается в построении энергетических характеристик оборудования ТЭС. Для ее реализации предполагается использование предварительной фрагментации и эквивалентиро-

вания энергетического оборудования с использованием ЭВМ. Дополнительно в указанных выше работах представлен новый подход к настройке математических моделей по результатам замеров контрольных параметров, позволяющих учесть их фактическое состояние.

Во второй половине двадцатого века сотрудниками ИСЭМ СО РАН Л.А. Мелентьевым, Л.С. Попыриным, Ю.В. Наумовым, Г.Б. Левенталем и другими были предложены оригинальные способы решения задач оптимизации параметров тепловых энергетических установок, тепловых электростанций и энергосистем в целом. В их работах приведены оригинальные методики, позволяющие: осуществить поиск исходного допустимого решения, а также решения системы балансовых уравнений; определить оптимальную последовательность для решения систем нелинейных уравнений; аппроксимировать сложные зависимости [27 – 29].

Необходимо также отметить, что в ИСЭМ СО РАН, начиная со второй половины XX века, проводятся работы, направленные на улучшение оригинальной системы программирования, получившей название – система машинного построения программ (далее – СМПП). Впервые СМПП был реализован на электронно-вычислительной машине БЭСМ-6 [30]. Задача комплекса состояла в планировании процесса вычисления при выполнении расчетов тепловых схем тепловых энергоустановок. Последующему совершенствованию комплекса способствовало развития информационно-вычислительных технологий в мире. По итогу проведенной разработчиками модернизации комплекса, новая версия получила название СМПП-ПК [31 – 34].

На сегодняшний день программно-вычислительный комплекс СМПП-ПК соответствует современным требованиям программирования и может быть использован совместно со всеми актуальными компьютерными системами. Комплекс позволяет автоматически генерировать расчетную программу для ТЭУ. Применяемые в нем ММ элементов теплоэнергетического оборудования разработаны с применением нормативных расчетных методик. С применением комплекса у пользователей имеется возможность выполнять как конструкторские, так и поверочные оптимизационные расчеты технологических схем ТЭУ [35; 36]. В по-

строенных с применением СМПП-ПК ММ теплоэнергетических установок имеется возможность для доступа к параметрам элементов ТЭУ и объединяющих их связям [37].

Первоначально в основе комплекса использовался оригинальный градиентный метод нелинейной оптимизации [38; 39]. Данный метод позволял эффективно решать сложные оптимизационные задачи с большой скоростью. В последние годы в ИСЭМ СО РАН для поиска решений задач оптимизации с применением СМПП-ПК активно используется метод ступенчатой оптимизации. Данный метод подробно описан в работах [40; 41]. Необходимо отметить, что огромный вклад в развитие и усовершенствование программно-вычислительного комплекса, а также работы по применению СМПП-ПК для решения задач оптимизации и математического моделирования теплоэнергетических установок осуществлены исследователями ИСЭМ СО РАН А.М. Клером, Н.П. Декановой, Е.Л. Степановой, А.С. Максимовым и другими [42 – 47].

Важно подчеркнуть, что в процессе эксплуатации ТЭУ изменяется их техническое состояние. Так, при длительной работе паровой турбины происходит отложение солей жесткости в ее проточной части; при длительной эксплуатации подогревателей – загрязнение трубок, способствующее ухудшению теплообмена. В ходе работы котельных агрегатов на твердом топливе неизбежно происходит налипание и удержание золовых частиц на топочных поверхностях нагрева, а также их отложение в конвективном газоходе, что приводит к ухудшению теплообмена и росту аэродинамического сопротивления газового тракта. В результате возникают различия между фактическими энергетическими характеристиками оборудования и проектными или заводскими. Учитывая сказанное выше, при математическом моделировании существующих энергоустановок крайне важно решение задач ИПММ.

ИПММ заключается в настройке ММ теплоэнергетической установки, характеризующей ее фактическое состояния. ИПММ выполняется с применением замеров режимных параметров в основных узлах технологической схемы исследуемой ТЭУ для нескольких установившихся режимов ее работы. В результате

настройки ММ ТЭУ значения режимных параметров, полученных расчетным путем на модели должны быть представительными и соответствовать их реальным значениям, полученным путем прямых замеров на действующей установке, что в итоге позволит использовать ММ в качестве инструмента для поиска возможных путей повышения эффективности исследуемой ТЭУ.

К первым работам, в которых были рассмотрены задачи ИПММ ТЭУ можно отнести труды ученых НГТУ Г.В. Ноздренко, Ю.В. Овчинникова [48 – 50] и Г.Д. Крохина, М.Я. Супруненко [51]. В них представлен нетиповой подход, в котором уравнения теплового и энергетического балансов согласуются друг между другом. Однако необходимо отметить, что данный метод содержит определенные недостатки. Первый из них заключается в том, что коэффициенты, незамеряемые на реальном оборудовании, не участвовали в постановке оптимизационной задачи оценивания состояния. Второй недостаток заключается в отсутствии связи между погрешностью измерений, контролируемых параметров и классом точности датчиков.

Сотрудниками ИСЭМ СО РАН была проделана существенная работа в развитии направления ИПММ теплоэнергетических установок ТЭС. Новые подходы к вопросам ИПММ котельных и паротурбинных установок различных модификаций, а также тепловых электростанций в целом, представлены в трудах А.М. Клера, А.В. Михеева, Е.Л. Степановой, А.С. Максимова, Н.П. Декановой, П.В. Жаркова [52 – 56].

В более поздних работах сотрудников ИСЭМ СО РАН А.М. Клера, В.Э. Алексеюка, А.С. Максимова представлено описание улучшенной методики УМ-ИПММ сложных ТЭУ, включающей в себя три основных этапа. Следует отметить, что в ходе решения задач идентификации математической модели УМ-ИПММ предоставляет возможность эффективного определения грубых погрешностей штатных средств измерений режимных параметров работы энергоустановки, замеры которых используются при выполнении идентификации, и их последующего исключения из дальнейшего расчета, что положительно сказывается на скорости и точности проводимой настройки математической модели [57 – 61].

#### 1.2. Повышение эффективности энергетического оборудования ТЭС

Паровые котлы, паротурбинные установки (далее – ПТУ) и турбогенераторы входят в состав основного оборудования угольных тепловых электростанций. В течение длительного периода времени основополагающими векторами повышения экономичности ПТУ по-прежнему являются: ввод дополнительного перегрева отработавшего в части высокого давления турбины пара, повышение входных параметров пара перед турбоустановкой, повышение эффективности работы ее проточной части и увеличение единичной мощности турбоагрегатов.

В ходе анализа проведенных исследований теплофикационных турбин на базе турбины T-250/300-23,5 выявлено, что повышение начальных параметров пара с 12,8 МПа, 565°С до параметров 23,5 МПа, 560/565°С и введение промежуточного перегрева при номинальных и близких к ним режимах работы позволит повысить их экономичность для среднезимнего режима работы до 6%. Повышение давления пара на входе в ПТУ с 12,8 МПа до 23,5 МПа при неизменной температуре острого пара и горячего промперегрева 560/565°С в аналогичных условиях – до 4%. При их работе в летний период с отключенным теплофикационным отбором эффективность повышения параметров пара составила бы 7 и 5% соответственно. При этом необходимо отметить, что снижение температуры острого пара и пара промежуточного перегрева с 565°С до 540°С приведет к снижению экономичности на конденсационном режиме на 1,3% и на среднезимнем режиме на 1%, что эквивалентно увеличению расхода топлива на один энергоблок более 7000 т.у.т/год [62; 63].

Следует отметить, что турбина T-250/300-23,5 была спроектирована более 50 лет назад в СССР на Уральском Турбомоторном Заводе (в настоящее время АО «Уральский Турбинный Завод»). В период с 1972 по 1992 год на заводе было изготовлено около тридцати данных турбин различной модификации. По данным [64] на конец 70-х годов XX века турбина T-250/300-23,5 была самой мощной паровой теплофикационной турбиной в мире. В настоящее время она входит в число наиболее мощных паровых теплофикационных турбин мировой энергетики. В работе [65] учеными МЭИ была обоснована экономическая целесообразность и возможность реализации на практике конденсационного энергоблока на суперсверхкритические параметры. В основе данного энергоблока использована тепловая схема турбоустановки T-250/300-23,5, а также используемые в ней оригинальные конструкторские решения.

Шедевром инженерной мысли, воплотившим все вышеперечисленные направления повышения эффективности современных ПТУ, можно без доли сомнения назвать энергоблок суперкритического давления мощностью 700 МВт на ТЭС Кавагоэ-1 в Японии, введенный в эксплуатацию в 1989 году [66; 67]. В состав данного энергоблока входит паротурбинная установка производства фирмы «Тошиба», включающая в свой состав четыре цилиндра. Первый цилиндр является комбинированным и спроектирован на работу с суперкритическими и высокими параметрами рабочего пара. Второй цилиндр среднего давления (ЦСД) конструктивно выполнен двухпоточным. После ЦСД отработавший пар поступает в два последних цилиндра низкого давления турбоустановки. Длина рабочих лопаток последней ступени составляет 851 мм.

Турбина рассчитана на работу с параметрами острого пара 31 МПа, 566°С; технологическая схема включает два промежуточных перегрева пара до 566°С; температура питательной воды для номинального режима работы – 310°С; давление пара в конденсаторе ( $p_{\kappa}$ ) – 5,1 кПа. Турбина проектировалась с целью обеспечения возможности ежедневной остановки. Первый цилиндр турбины, включая внутренний и внешний корпус, и большинство его внутренних элементов выполнены из нержавеющей стали с содержанием хрома 12%. Из такой же стали изготовлен ротор второго цилиндра и его лопатки.

На основании графиков суточной нагрузки турбоагрегат за 6,5 часов после включения в сеть выходит на номинальную нагрузку 700 МВт. За 1,5 часа агрегат разгружается с 700 до 70 МВт. По результатам испытаний для номинального режима работы при  $p_{\kappa}$ =4,5 кПа к.п.д. нетто турбоустановки равен 48,4%, а энергоблока в целом – 41,9%. Высокая экономичность данного турбоагрегата обеспече-

на высоким термическим к.п.д. цикла, совершенством проточной части и значительным снижением выходных потерь, а также отсутствием потерь от влажности.

Следует отметить, что в последнее время в нашей стране не были созданы принципиально новые паровые турбины для ТЭС. Как правило, осуществляется усовершенствование находящихся в эксплуатации конструкций. Так одно из направлений повышения эффективности находящихся в эксплуатации турбоагрегатов заключается в снижении потерь тепла в их конденсационных установках. Физический смысл указанных выше потерь заключается в поступлении в конденсаторы (холодные источники) турбин добавочных технологических пароводяных потоков с температурой, превышающей, температуру насыщения выхлопного пара. В связи с этим избытки тепла добавочных потоков передаются в холодном источнике циркуляционной воде и теряются из цикла ПТУ. К данным потокам относится конденсат, скапливающийся в трубопроводах пара отборов и уплотнений турбоагрегата; конденсат греющего пара из подогревателей; а также рециркуляция конденсата отработавшего в турбине пара. По данным проведенных ранее исследований, суммарное количество теплоты, содержащейся в добавочных технологических потоках, может достигать значения до двух десятков мегаватт в зависимости от типа паротурбинной установки и особенностей ее тепловой схемы. [68; 69].

Следует отметить, что данная проблема была исследована на примерах отечественных теплофикационных турбин различной мощности [70; 71]. В качестве добавочного технологического потока был выделен поток рециркуляции основного конденсата, который на определенных режимах работы рассматриваемых турбоустановок сливался в конденсатор. Рабочей средой в данном случае выступал конденсат отработавшего в турбине пара, который предварительно нагревался в части подогревателей регенерации низкого давления ПТУ. В ходе исследования авторами определено значение расчетного расхода тепла, вносимого в конденсаторы рассматриваемых турбоустановок с добавочным потоком рециркуляции, которое находится в диапазоне от двух до семи мегаватт. В их работах также отме-

чено, что реальные потери тепла с данным потоком на действующих установках выше расчетного в несколько раз.

Необходимо также выделить, что представленная выше проблема была подробно рассмотрена В.А. Меркуловым в работе [72] на примере турбоагрегатов мощностью от 80 до 165 МВт с регулируемыми производственными и теплофикационными отборами. Автором подробно исследованы режимы работы ТЭУ, при которых возникает технологическая необходимость открытия рециркуляции основного конденсата, что обусловлено поддержанием минимально допустимого расхода конденсата через холодильники эжекторов с целью обеспечения их работоспособности. Так в процессе эксплуатации необходимость включения рециркуляции возникает при снижении поступающего в конденсатор пара менее семидесяти тонн в час.

С целью уменьшения потерь вносимого потоком рециркуляции тепла в конденсаторах паротурбинных установок в представленной выше работе предлагается перевести охлаждение холодильников эжекторов на химически подготовленную для подпитки цикла воду. В результате реализации данного технического решения на практике установлено, что модернизация ТС паротурбинной установки типа «ПТ» номинальной электрической мощностью 135 МВт привела в ходе годовой эксплуатации продолжительностью около четырех тысяч часов к снижению тепловых потерь без малого на 5000 Гкал в год.

Другим примером повышения энергетической эффективности работы ПТУ за счет снижения потерь тепла в холодном источнике является работа В.Д. Великороссова. Автором предложена оригинальная модернизация технологической схемы энергоблока мощностью триста мегаватт, включающая в себя изменение направления слива дренажа рабочего пара ПНД-1 турбоагрегата. Важно подчеркнуть, что в существующей тепловой схеме энергоблока данный поток был направлен в конденсатор турбины. Учитывая данное обстоятельство, автором было предложено перенаправление данного потока в оригинальный смеситель, который предусматривалось разместить после конденсатора турбины, на стороне всаса конденсатных электронасосов. В итоге данная модернизация позволила уменьшить потери тепла с охлаждающей водой в конденсаторе и увеличить вырабатываемую электрическую мощность турбоагрегатом в среднем на четверть мегаватта в час [73].

### 1.3. Повышение эффективности ТЭУ путем уменьшения потребления электроэнергии на собственные нужды

Другой актуальной на сегодняшний день проблемой для современных энергетических предприятий остаются повышенные расходы электрической энергии, потребляемой механизмами собственных нужд (далее – CH). Под CH понимается совокупность электротехнического оборудования (приводные электродвигатели всех механизмов, электросети, источники питания и преобразования электрической энергии и прочее), обеспечивающего работоспособность основного и вспомогательного оборудования теплоэнергетических установок и ТЭС в целом. Расход потребляемой на собственные нужды электроэнергии общепринято указывать в процентном выражении от установленной или общей мощности ТЭС или ТЭУ. Так для угольных конденсационных паротурбинных энергоблоков установленной мощностью сто пятьдесят мегаватт данное значение находится в пределах шести процентов. При этом более семидесяти процентов потребляемой электроэнергии на их CH расходуется на двигатели напряжением 6 и 0,4 кВ.

Необходимо отметить, что первостепенная причина увеличенного потребления электроэнергии на CH заключается в использовании дросселирования в качестве способа регулирования расходов рабочих тел и теплоносителей. Именно по этой причине на сегодняшний день как никогда актуальным и востребованным является выявление и реализация альтернативных способов регулирования перечисленных выше расходов с целью снижения потребления электроэнергии на CH механизмов ТЭС.

Внимание заслуживает работа Лазарева Г.Б. [74], в которой были выделены основные пути снижения расхода электроэнергии на привод механизмов СН на

ТЭС. Один из способов заключается в использовании гидромуфт, позволяющих осуществлять регулировку скорости вращения оборудования собственных нужд. По результатам многочисленных испытаний подтвержденной является высокая энергетическая эффективность механизмов СН, оснащенных гидромуфтами в диапазоне частот вращения их приводных электродвигателей от 80 до 100% от номинального значения. Модернизация механизмов СН ТЭС путем установки гидромуфт является весьма привлекательным решением с точки зрения малых инвестиционных затрат, большого срока службы, простоты обслуживания и ремонта, а также доступности запасных частей. В ходе эксплуатации гидромуфты обеспечивают высокую надежность, способность защищать все компоненты привода от динамических нагрузок. Необходимо также отметить отсутствие негативного воздействия данного технического устройства на соседнее оборудование [75; 76].

К следующему способу снижения удельного расхода электроэнергии на СН можно отнести применение паротурбинного привода. В нашей стране данный способ активно реализуется для питательных насосов ТЭУ большой мощности. Так ОАО «Калужский турбинный завод» осуществляет проектирование и выпуск паротурбинных установок, используемых в качестве приводов для вращающихся механизмов ТЭС большой мощности. Данные ПТУ работают на паре, отбираемом из технологической схемы главной турбины. Широкое применение в целях привода механизмов ТЭУ большой мощности в отечественной энергетике получила ПТУ Р-11-15/3П [77]. Следует отметить, что на сегодняшний день существенно увеличился интерес к оснащению различных механизмов турбоприводами, что напрямую можно объяснить стремлением к снижению затрат на электроэнергию для СН. Весьма перспективным решением, по мнению авторов работ [78; 79], является использования паротурбинного привода и на питательных насосах малой мощности. В данных работах подробно рассмотрены аспекты экономической эффективности данного решения, а также технические вопросы, препятствующих применению турбоприводов для питательных насосов меньшей мощности ранее. В качестве примеров успешного перевода питательных насосов крупных отечественных ТЭС на паротурбинный привод можно перечислить: ПН-580-185 на Иркутской ТЭЦ-11; ПН-500-180 и ПН-580-185 на Ново-Кемеровской ТЭЦ; ПН-720-185 на Красноярской ТЭЦ-1; ПН-580-185 на Нижнекамской ТЭЦ; ПН-500-180 на Казанской ТЭЦ-3.

В работе Горуновича С.Б. [80] рассматривается возможность перевода питательного насоса мощностью 4 МВт Усть-Илимской ТЭЦ на турбопривод. В качестве источника предложено использование пара из выхлопа противодавления паровой турбины P-50-130/13. Данное решение опирается на низкую фактическую загруженность производственных отборов ТЭЦ в последние годы, что негативно сказывается на возможности эффективной эксплуатации турбин типа «Т». В качестве приводной турбины для питательного насоса предложен вариант применения малой турбины противодавления с последующим использованием пара из ее выхлопа в целях теплофикации. В заключении делается вывод об эффективности, рассматриваемой в работе модернизации. Учитывая фактическую стоимость электроэнергии и условного топлива, использовать пар для привода ПЭН в данном случае оказывается экономически более выгодным.

Еще один эффективный способ, получивший широкое применение в мировой энергетике и позволяющий снизить удельный расход электроэнергии на привод механизмов СН ТЭС, заключается в применении электрического регулирования на основе двухзвенных преобразователей с регулируемой выходной частотой вращения (ЧРП) [81 – 84]. Пример эффективного внедрения ЧРП на питательном насосе мощностью 4 МВт одной из ТЭЦ Узбекистана представлен в работе [85]. По результатам выполненных расчетов авторами делается вывод об эффективности данного решения. В результате модернизации достигнуто увеличение КПД насоса и снижения потребляемой им мощности в пределах 50 кВт/ч.

В работах [86 – 88] выполнена сравнительная оценка эффективности частотно-регулируемого и гидродинамического способов регулирования производительности механизмов СН. В [89] авторы приходят к выводу, что наряду с неоспоримым плюсом ЧРП – высоким КПД (92-94%) в широком диапазоне скоростей вращения механизма выявлен и ряд минусов, среди которых: значительные капиталовложения и больший срок окупаемости. Также необходимо отметить, что преобразователи с регулируемой выходной частотой являются источником высокочастотных помех, электромагнитного излучения и подшипниковых токов, что негативно сказывается как на электродвигателях механизмов СН, так и на расположенном в непосредственной близости соседнем оборудовании.

Помимо вышеперечисленных «общепринятых» способов повышения эффективности работы механизмов собственных нужд, особый интерес представляют способы, позволяющие снизить удельный расход электроэнергии на CH за счет модернизации TC действующих теплоэнергетических установок ТЭС. При этом должен осуществляться учет эффективности компоновки вспомогательного оборудования определенной для исследований ТЭУ, фактическое состояние тепломеханического оборудования, а также особенности эксплуатационных режимов энергетической установки.

В работе Сизова Р.Р. представлена оригинальная модернизация технологической схемы газовоздушого тракта котлоагрегата, позволившая снизить удельный расход электроэнергии на привод тягодутьевых машин. Так удаление из схемы парового калорифера позволило сэкономить более одного миллиона рублей за год эксплуатации котельной установки. Необходимо отметить, что для обеспечения требуемого подогрева холодного воздуха, поступающего в воздухоподогреватель котла, в технологическую схему был включен вентилятор рециркуляции горячего воздуха [90].

В работе [91] на ТЭЦ-2 г. Темиртау (республика Казахстан) авторами выявлена проблема повышенного расхода электроэнергии в системах пылеприготовления котлоагрегатов ТП-81. В тракте топливоподачи ТЭЦ были демонтированы дробильные установки из-за их физического износа. По этой причине в топливные бункеры осуществлялась подача сырого угля с крупным фракционным составом, из-за чего шаровые барабанные мельницы в работе перегружались, и как следствие, уменьшалась их размольная и сушильная производительность. В качестве решения данной проблемы был предложен способ внедрения дробилок новой конструкции в виде пресса, имеющего шипованную поверхность. К преимущест-

вам данной модернизации авторами были отнесены сокращение времени запуска и работы оборудования подготовки и подачи сырого угля на холостом ходу за счет совмещения дробления и фракционирования топлива с заданным ситовым составом, что в свою очередь способствовало обеспечению оптимальной загрузки шаровых мельниц котлоагрегатов и эффективной работы топливно-транспортного оборудования в целом.

#### 1.4. Выводы по главе 1

Приведен анализ публикаций по тематике выполненного исследования. Вопросы модернизации действующих теплоэнергетических установок рассматривались во многих научных работах исследователей, как в нашей стране, так и за рубежом. В них были предложены и реализованы на практике различные способы повышения эффективности действующих ТЭУ за счет модернизации оборудования и технологических схем. При этом в качестве обоснования данных решений не были использованы подробные ММ целой теплоэнергетической установки. Препятствием этому в то время выступали ограниченные возможности вычислительной техники с одной стороны и несовершенство существующих численных методов моделирования и ММ элементов ТЭУ с другой. Важно также учитывать, что внесение изменений на отдельно взятом участке тепловой схемы ТЭУ неизбежно приводит к изменению параметров ее работы и в неизмененной части схемы, что также подлежит учету для более точной оценки эффективности рассматриваемых предложений по модернизации.

Учитывая сказанное выше, бесспорным остается факт того, что применение настроенной по результатам замеров режимных параметров математической модели энергетической установки позволит с достаточной точностью выполнить оптимизационные расчеты, необходимые для принятия обоснованных инженерных решений, направленных на модернизацию ее действующей технологической схемы. Также, при выполнении оптимизационных расчетов для технологической схемы ТЭУ, открывается возможность дать оперативную оценку влияния на эффективность ее работы от комплекса изменений, затрагивающих несколько фрагментов схемы исследуемой установки. В связи с этим настроенная ММ действующей теплоэнергетической установки может быть применена в качестве современного инструмента, позволяющего выявлять и апробировать оригинальные технических решений, направленные на повышение эффективности ТЭУ путем модернизации ее технологической схемы, что и рассматривается в данной диссертационной работе.

# ГЛАВА 2. МЕТОДИЧЕСКИЙ ПОДХОД К КОМПЛЕКСНОЙ МОДЕРНИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЫ ЭНЕРГОБЛОКА С ПРИМЕНЕНИЕМ ЕГО НАСТРОЕННОЙ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

Одним из приоритетных направлений для исследований в энергетике является повышение эффективности производства тепловой и электрической энергии. В настоящее время при поддержке правительства Российской Федерации активно развивается программа масштабной модернизации теплоэлектростанций [92]. Состав мероприятий модернизации сформирован таким образом, чтобы максимально способствовать технологическому перевооружению тепловой энергетики, применению высокоэффективных решений и улучшению экологических характеристик оборудования в период с 2021 по 2030 год. Критерий отбора проектов модернизации ТЭС – минимизация стоимости вырабатываемой электрической энергии для потребителей после реализации проектов. Таким образом, на сегодняшний день, вопросы, связанные с повышением эффективности работы действуюцих ТЭС являются особенно важными и актуальными.

В этой главе приводится описание:

1) Методического подхода к оценке эффективности комплексной модернизации технологической схемы ТЭУ (далее – МП-ОЭфКМТС).

2) Основного энергетического оборудования, входящего в состав исследуемого в данной работе энергоблока – котельного агрегата ПК-24 и турбоустановки К-150-130.

3) ММ котельного агрегата, турбоустановки и энергоблока в целом, построенных с помощью среды разработки СМПП-ПК.

4) Выполненной ИПММ исследуемого энергоблока.

5) Подробной ММ конденсатных насосов (далее – КЭН) 12КсВ 9х4, разработанной автором для возможности более точного определения потребляемой ими мощности на разных режимах работы и как следствие, более корректного моделирования процессов, протекающих в схеме основного конденсата исследуемого энергоблока.

## 2.1. Методический подход к оценке эффективности комплексной модернизации технологической схемы действующей ТЭУ

МП-ОЭфКМТС действующей ТЭУ был представлен автором в ранее опубликованной работе [93]. На Рисунке 2.1 изображена блок-схема, отражающая последовательность стадий (далее – ст-ий), а также содержание каждой из них.



Рисунок 2.1 – Блок-схема МП-ОЭфКМТС

Данный методический подход (далее – МП) позволяет систематизировать процесс перебора допустимых решений по повышению энергетической эффективности находящихся в эксплуатации тепловых энергетических установок, а также оперативно выполнять высокоточную сравнительную оценку их эффектив-

ности. МП включает 3 ст-ии и основывается на математической модели ТЭУ, настроенной по результатам выполненной ИПММ.

На 1-й ст-ии определяется объект для предстоящих исследований. В данном случае интерес представляют низкоэффективные теплоэнергетические установки, находящиеся в эксплуатации на протяжении длительного промежутка времени – трех и более десятков лет, ТС которых не подвергались модернизации ранее. После выбора ТЭУ осуществляется подробный анализ ее существующей технологической схемы, завершающийся формированием списка найденных проблем. В ходе подробного анализа необходимо осуществить учет как основных, так и второстепенных потоков теплоносителей в TC. Под второстепенными потоками понимаются потоки с незначительными расходами, а также низкопотенциальные. На практике к ним могут быть отнесены трубопроводы отсосов воздуха, дренажей, прогревов и другие. Необходимо отметить, что также проводится оценка текущего состояния выбранной для исследований установки и сопоставляются характеристики основного и вспомогательного оборудования на предмет его соответствия фактическому состоянию ТЭУ в рабочем диапазоне нагрузок. Так, на практике зачастую встречаются случаи, когда невозможным оказывается устранение некоторых потерь, в частности: приведение присосов воздуха в вакуумную систему конденсатора паровой турбины к требованиям действующих нормативных значений. Работа турбины с повышенными присосами воздуха в конденсационную установку вынуждает обслуживающий персонал увеличивать расход рабочего пара на находящемся в работе основном эжекторе, отсасывающем воздух из парового пространства конденсатора. В отдельных случаях дополнительно приходится включать в параллельную работу резервный основной эжектор для поддержания проектного вакуума. В данном режиме работы увеличивается расход и температура дренажа, поступающего из холодильников эжекторов в паровое пространство конденсатора по сравнению с проектной схемой. Следовательно, увеличиваются потери тепла в нем, и снижается энергетическая эффективность установки в целом. Завершается технический анализ формированием списка найденных проблем.

На 2-й ст-ии, по результатам проведенного анализа ТС и сформированного на 1-й ст-ии списка проблем осуществляется принятие окончательного решения о выполнении модернизации существующей схемы и выносятся на рассмотрение допустимые способы исключения найденных проблем. Общепринятым подходом к оценке эффективности ТЭУ в настоящее время является проведение тепловых испытаний на находящейся в эксплуатации установке с последующими анализом и обработкой полученных результатов, что требует весомых финансовых расходов. Необходимо также подчеркнуть сложность и дороговизну работ при проведении тепловых испытаний на ТЭУ с целью комплексной оценки эффективности от нескольких одновременно реализованных решений по модернизации ТС. По этой причине весьма перспективной выглядит возможность применения для реперечисленных задач представленного в настоящей работе МПшения ОЭфКМТС. Учитывая сказанное выше, следующим шагом в рамках второй стадии выполняется разработка математической модели исследуемой установки с ее последующей идентификацией.

В данной работе для определения значений коэффициентов ММ исследуемого дубль-блока используется ранее разработанная УМ-ИПММ сложных ТЭУ [62 – 66], которая предоставляет возможность эффективного определения грубых погрешностей штатных средств измерений режимных параметров работы энергоустановок, замеры которых используются при проведении идентификации, и их последующего исключения из дальнейшего расчета, что положительно сказывается как на скорости проводимой настройки ММ, так и на точности выполненной ИПММ. Описание 3-х этапной УМ-ИПММ приводится в Приложении А.

Все расчеты, проводимые в рамках настоящего исследования, были выполнены с применением оригинального МСО, который был разработан в ИСЭМ СО РАН [40; 41]. МСО предоставляет возможность проводить высокоточные решения оптимизационных задач больших размерностей, включающих множество оптимизируемых параметров и ограничений-неравенств.

На 3-й ст-ии осуществляется внесение необходимых изменений в базовую расчетную схему исследуемой ТЭУ, что приводит к созданию одной или несколь-

ких модернизированных расчетных схем (далее – PC). После этого на ММ проводятся оптимизационные расчеты для действующего и измененного вариантов PC ТЭУ. Расчеты выполняются в соответствии с критерием максимальной энергетической эффективности. Данные расчеты обычно выполняются при различных режимах работы ТЭУ в допустимом диапазоне нагрузок в различные периоды года. Далее осуществляется сравнение полученных результатов расчетов.

При выполнении модернизации находящихся в эксплуатации ТЭУ изменяется их технологическая и расчетная схема. В данном случае речь идет о разработке новых РС на основании первоначальной или базовой версии схемы. В большинстве случаев модернизированные варианты РС включают в себя один или несколько новых элементов, в каждом из которых имеются свои параметры, которые пока неизвестны. Эти параметры можно условно разбить на две группы. Первую группу параметров можно назвать режимными или эксплуатационными, так как они отличаются от режима к режиму и характеризуют текущее состояние ТЭУ. Вторая группа параметров, названная конструктивными, связана с особенностями конструкции новых элементов модернизированной схемы энергоустановки. В отличие от эксплуатационных параметров конструктивные принимают одно и то же значение на всем диапазоне режимов работы ТЭУ. Если в качестве примера взять теплообменный аппарат, который необходимо добавить в модернизированную схему, то величины недогрева воды, давления греющего пара и температуры воды на выходе будут относиться к эксплуатационным параметрам, так как они зависят от текущего режима работы данного оборудования. В свою очередь, диаметры трубок, их количество и шаги между ними представляют собой конструктивные параметры, неизменные во всех режимах работы ТЭУ.

В результате, получаем следующую комплексную оптимизационную задачу. Необходимо определить оптимальные значения эксплуатационных параметров во всех элементах действующей базовой схемы энергоустановки. Кроме того, требуется также оценить значения конструктивных и эксплуатационных параметров во всех новых элементах модернизированной схемы ТЭУ.

Следует также упомянуть другие отличительные особенности оптимизируемых конструктивных параметров PC энергетического оборудования. Такие параметры могут быть не только непрерывными, которые изменяются плавно на всем диапазоне допустимых значений, но и дискретными, то есть принимающими конкретные фиксированные значения. Характерным примером дискретно изменяющихся параметров являются диаметры трубопроводов и паропроводов. Общеизвестно, что трубопроводы и паропроводы изготавливаются по заданным типоразмерам, и их диаметры не могут принимать какие-либо промежуточные значения. Кроме того, подбирая насос или теплообменник в процессе оптимизационного расчета, необходимо выбирать его из существующего модельного ряда, даже если значения напоров насосов или площадей теплообменников несколько отличаются от оптимальных значений.

С другой стороны, выполняя оптимизационное исследование, необходимо выполнить оптимизационные расчеты для ряда режимов работы ТЭУ, чтобы охватить большую часть допустимых режимов работы данной энергетической установки. В большинстве случаев недостаточно провести расчет лишь для одного номинального или любого другого характерного режима работы ТЭУ. Например, для конденсационной турбоустановки или энергоблока требуется провести расчеты для ряда режимов, отличающихся электрической мощностью, вырабатываемой на ней, начиная с минимальной мощности и далее с определенным шагом вплоть до максимальной мощности. В случае же теплофикационных турбоустановок и энергоблоков также необходимо учитывать различные значения отпусков теплоты в регулируемые теплофикационные и производственные отборы турбин, что увеличивает количество выполняемых расчетов. Однако, данный подход, очевидно, поможет всесторонне взвесить эффект, полученный от выполнения предложенных модернизаций и изменений, внесенных в расчетную схему ТЭУ, и оценить при каких режимах работы (по электрическому или тепловому графику) эффективность модернизации схемы энергоустановки будет максимальной.

Учитывая все вышесказанное, нужно заключить, что необходимо разработать и опробовать две постановки оптимизационных задач. Первая постановка ОЗ

необходима, чтобы выполнить оптимизационный расчет применительно к действующей (базовой) расчетной схеме исследуемой ТЭУ. Целью второй постановки ОЗ является решение поставленной задачи применительно к новой (модернизированной) расчетной схеме ТЭУ, или схемам, если вариантов модернизации представлено несколько. Зачастую в модернизированных расчетных схемах присутствует новое оборудование, в каждом из которых имеется один или несколько оптимизируемых режимных и конструктивных параметров, которые необходимо оценить в результате оптимизационных расчетов.

В результате решения ОЗ для действующей и новой расчетных схем исследуемой ТЭУ, будут получены значения целевых функций, характеризующих энергетическую эффективность каждой из схем. Используя данные критерии, возможно оценить экономическую составляющую предложенных изменений, включая экономию средств за год эксплуатации в случае модернизированной схемы и сроки ее окупаемости с учетом затрат на приобретение нового оборудования, его монтажа и амортизации.

Отдельным важным вопросом, когда дело касается постановок оптимизационных задач, является выбор критерия, подходящего для целевой функции O3. Учитывая то, что в настоящей работе в качестве примера для апробации методики рассматривается конденсационный энергоблок, для целевой функции, может быть подходящими ряд критериев. Например, полезная электрическая мощность является одним из критериев энергетической эффективности ТЭУ, так как он учитывает потерю мощности на собственные нужды установки, такие как различные вентиляторы и насосы. Но стоит отметить, что автор остановился на другой целевой функции, которую считает более удобной и подходящей для поставленной задачи. Этот критерий – удельный расход условного топлива, отнесенный к выработке полезной электрической энергии (т.е. нетто). Помимо расхода мощности на собственные нужды, он также учитывает расходы топлива в различных режимах работы оборудования и продолжительность этих режимов.

Таким образом, постановка ОЗ для действующей схемы ТЭУ математически может быть сформулирована таким образом:

$$\min_{x_{mo}^i} b_{fe}^{net}, \qquad (2.1)$$

при следующих условиях:

$$H(x_{mo}^{i}, N_{g}^{i}, \theta, D^{i}) = 0, \qquad (2.2)$$

$$G(x_{mo}^i, N_g^i, \theta, D^i) \ge 0, \qquad (2.3)$$

$$B_{fe}^{i} = f\left(x_{mo}^{i}, N_{g}^{i}, \theta, D^{i}\right), \qquad (2.4)$$

$$N_{on}^{i} = \varphi \left( x_{mo}^{i}, N_{g}^{i}, \theta, D^{i} \right), \qquad (2.5)$$

$$b_{fe}^{net} = \frac{\sum_{i=1}^{R} (B_{fe}^{i} \cdot T^{i})}{\sum_{i=1}^{R} [(N_{g}^{i} - N_{on}^{i}) \cdot T^{i}]},$$
(2.6)

$$(x_{mo\ j}^{i})^{min} \leq x_{mo\ j}^{i} \leq (x_{mo\ j}^{i})^{max},$$
 (2.7)

$$i = 1, \dots, P, \tag{2.8}$$

$$j = 1, \dots, R, \tag{2.9}$$

где  $b_{fe}^{net}$  – удельный расход условного топлива нетто (за вычетом собственных нужд) на выработку электрической энергии на ТЭУ;

*H* – ограничения в форме равенств (все уравнения входящих в состав ММ ТЭУ элементов расчетной схемы);

*G* – ограничения в форме неравенств (физические и режимные ограничения, накладываемые на работу ТЭУ);

 $x_{mo}^{i}$  – оптимизируемые режимные параметры действующих элементов схемы, наблюдаемые в *i*-м режиме работы ТЭУ;

 $N_{g}^{i}$  – генерируемая электрическая мощность в *i*-м режиме работы ТЭУ;

*θ* – массив коэффициентов MM, определенных в результате идентификации;

*D<sup>i</sup>* – массив всех исходных данных (конструктивных и режимных), определяющих *i*-й режим работы ТЭУ;
$B_{fe}^{i}$  – расход условного топлива в *i*-м режиме работы ТЭУ;

 $T^{i}$  – продолжительность *i*-го режима работы ТЭУ;

*N*<sup>*i*</sup><sub>*on*</sub> – расход электроэнергии на собственные нужды в *i*-м режиме работы ТЭУ;

*Р* – количество отдельных режимов работы ТЭУ;

*R* – количество отдельных оптимизируемых режимных параметров в одном режиме работы ТЭУ.

Далее приводится постановка оптимизационной задачи для модернизированной (новой) схемы ТЭУ. Данная ОЗ включает в себя не только оптимизируемые значения режимных параметров для действующих элементов расчетной схемы ТЭУ, но и значения режимных параметров для новых элементов энергоустановки, а также конструктивные параметры, относящиеся к вновь включенному оборудованию в расчетную схему ТЭУ. Таким образом, постановка ОЗ выглядит следующим образом:

$$\min_{\substack{x_{mo}^{i}, x_{mn}^{i}, x_{dn}}} b_{fe}^{net}, \qquad (2.10)$$

при следующих условиях:

$$H(x_{mo}^{i}, x_{mn}^{i}, N_{g}^{i}, x_{dn}, \theta, D^{i}) = 0, \qquad (2.11)$$

$$G(x_{mo}^{i}, x_{mn}^{i}, N_{g}^{i}, x_{dn}, \theta, D^{i}) \ge 0, \qquad (2.12)$$

$$B_{\rm yT}^{i} = f(x_{mo}^{i}, x_{mn}^{i}, N_{g}^{i}, x_{dn}, \theta, D^{i}), \qquad (2.13)$$

$$N_{\rm CH}^{i} = \varphi \left( x_{mo}^{i}, x_{mn}^{i}, N_{g}^{i}, x_{dn}, \theta, D^{i} \right), \qquad (2.14)$$

$$b_{fe}^{net} = \frac{\sum_{i=1}^{R} (B_{fe}^{i} \cdot T^{i})}{\sum_{i=1}^{R} [(N_{g}^{i} - N_{on}^{i}) \cdot T^{i}]},$$
(2.15)

$$(x_{mo\ j}^{i})^{min} \leq x_{mo\ j}^{i} \leq (x_{mo\ j}^{i})^{max},$$
 (2.16)

$$(x_{mn\ k}^{i})^{min} \leq x_{mn\ k}^{i} \leq (x_{mn\ k}^{i})^{max},$$
 (2.17)

$$(x_{dn\ l}^{i})^{min} \leq x_{dn\ l}^{i} \leq (x_{md\ l}^{i})^{max},$$
 (2.18)

$$k = 1, \dots, S, \tag{2.19}$$

$$l = 1, \dots, T, \tag{2.20}$$

где часть обозначений те же, что и в выражениях (2.1 – 2.9);

*x*<sup>*i*</sup><sub>*mn*</sub> – оптимизируемые режимные параметры новых элементов расчетной схемы, наблюдаемые в *i*-м режиме работы ТЭУ;

*x<sub>dn</sub>* – оптимизируемые конструктивные параметры новых элементов расчетной схемы ТЭУ;

S – количество отдельных оптимизируемых режимных параметров для новых элементов расчетной схемы в одном режиме работы ТЭУ;

*Т* – количество отдельных оптимизируемых конструктивных параметров для новых элементов расчетной схемы ТЭУ.

По завершению оптимизационных расчетов определяются критерии энергетической эффективности для всех вариантов расчетных схем (базовой и модернизированных). Используя полученные значения удельных расходов условного топлива, отнесенных к полезной электрической мощности, можно оценить эффективность предложенных модернизаций и численно оценить возможность их применения на практике [93].

В главе 3 в качестве примера рассмотрены технические решения по модернизации технологической схемы исследуемого энергоблока, поиск и оценка эффективности которых были выполнены с помощью представленного выше методического подхода.

## 2.2. Расчетная схема и математическая модель котлоагрегата ПК-24

Прообразом математической модели, разработанной в рамках представленного в настоящей работе исследования, является дубль-блок № 5 филиала ТЭЦ-10

ООО «БЭК». В состав данной ТЭУ входят две котельные установки ПК-24 и турбоагрегат К-150-130 электрической мощностью 150 МВт.

ПК-24 (82СП-270/140) – является котельной установкой высокого давления с номинальной паропроизводительностью 270 т/час. Данный котлоагрегат прямоточного типа, конструкция которого включает промежуточный перегрев отработавшего в турбине вторичного пара. Корпус котла имеет П-образную компоновку и состоит из топочной камеры и конвективного газохода. Сжигание топлива происходит в камерной топке котла с твердым шлакоудалением. Топливо поступает в топочную камеру в пылевидном состоянии.

Проектными топливами для котла ПК-24 являются угли Черемховского (марка Д) и Азейского (марка Б-3) месторождений. В настоящий момент сжигаются смеси непроектного топлива с преобладанием бурого Мугунского угля. Характеристики перечисленных выше углей приведены в Таблице 2.1.

Характеристика угля	Обо- значе- ние	Ед. измере- ния	Черемховский	Азейский	Мугунский
Низшая теплота сгорания	$Q^{r}_{{}_{H}}$	ккал/кг	4270	4140	4190
Влажность	W <sup>*</sup>	%	13	25	22
Зольность	$A^r$	%	27	12,8	14,8
Углерод	$C^{r}$	%	45,9	46	46,6
Сера	$S^{r}_{o \overline{o}}$	%	1,1	0,4	0,9
Водород	$H^r$	%	3,4	3,3	3,7
Кислород	$O^r$	%	8,9	11,6	11,1
Азот	$N^r$	%	0,7	0,9	0,9

Таблица 2.1 – Характеристики Черемховского, Азейского и Мугунского углей

Топка котла оборудована 8 прямоточными горелками типа УП-10. Горелки расположены в 2 яруса на боковых стенках по тангенциальной схеме. Подача пыли в горелки котла осуществляется десятью пылепитателями типа УЛПП – 1 про-

изводительностью 5 т/ч. Для очистки топочной камеры от шлака между ярусами горелок установлены 4 аппарата водяной обдувки. Шлак удаляется двумя шнековыми транспортерами.

Топочная камера экранирована трубами нижней (НРЧ), средней (СРЧ), верхней радиационной части (ВРЧ) и потолочного экрана (ПЭ). После водяного экономайзера питательная вода поступает в тройник, разделяющий ее поток по двум трубопроводам к входным камерам НРЧ, установленным с фронтальной и задней стенок нижней части топочной камеры котла (холодной воронки). НРЧ изготовлена в форме ленты с двумя входами в холодной воронке. Расположение экранных труб НРЧ на фронтальной и задней стенках топочной камеры – горизонтальное. Их подъем осуществляется на боковых стенках топки. После выхода из НРЧ рабочая среда направляется в следующую поверхность нагрева – переходную зону (ПЗ). ПЗ расположена в конвективной части котельной установки, в зоне меньших температур и тепловых напряжений. В данной поверхности нагрева осуществляется фазовый переход рабочей среды. Выходящий из ПЗ слабо нагретый пар направляется вначале в СРЧ, представляющую собой первичный пароперегреватель, а затем в ВРЧ. Верхняя радиационная часть включает сто параллельных труб, которые последовательно экранируют фронтальную, левую и правую стенку верхней поворотной камеры котла. После ВРЧ перегретый пар направляется в ПЭ, состоящий из девяносто семи параллельных витков, которые экранируют верхнюю и заднюю стенки поворотного газохода. В поворотной камере расположены вторичный – ширмовый пароперегреватель (ШПП), состоящий из I и II ступени. Ленты ШПП над конвективной шахтой котла идут параллельно, поднимаясь при этом над скосом задней стенки топочной камеры. В конвективной шахте последовательно по ходу газов расположены конвективный пароперегреватель, переходная зона, водяной экономайзер 2 ступени, воздухоподогреватель 2 ступени, водяной экономайзер 1 ступени и воздухоподогреватель 1 ступени.

Система пылеприготовления индивидуальная с промбункером, двумя шаровыми барабанными мельницами ШБМ – 287/470 (Ш – 16). Каждая СПП оборудована центробежным сепаратором и циклоном конструкции НИИОГАЗ. Подача угля в мельницы осуществляется двумя шнековыми питателями сырого угля, оснащенными 2-х скоростными электродвигателями. В качестве сушильного агента используется горячий воздух после воздухоподогревателя 2-й ступени. Для регулирования температуры за мельницей имеется присадка слабоподогретого воздуха после первого ряда кубов воздухоподогревателя 1-й ступени. Транспорт пыли осуществляется первичным воздухом от двух мельничных вентиляторов (MB) типа ВМ – 50/1000. При этом MB-А подает пыль на верхний ярус, а MB-Б на нижний. Для работы котла при остановленной мельнице предусмотрена возможность подачи горячего воздуха на всас мельничного вентилятора.

Каждый котел оборудован дымососной и вентиляторной установками. Тягодутьевое устройство котлоагрегата состоит из двух дымососов двухстороннего всасывания типа Д-21,5×2 и двух дутьевых вентиляторов одностороннего всасывания типа ВД-20. Дымососы и дутьевые вентиляторы изготовлены Подольским котельным заводом. Регулировка производительности дымососов и дутьевых вентиляторов производится шиберами, установленными на всасе механизмов. Очистка уходящих дымовых газов от золы на котлоагрегате ПК-24 осуществляется в золоулавливающей установке, состоящей из 4 мокрых золоуловителей – центробежных скрубберов с предвключенными трубами Вентури.

ММ котельной установки состоит из системы уравнений, которые описывают протекающие в ней процессы. Данная математическая модель включает ММ его отдельных элементов, которые были разработаны на основании действующих нормативных методик [94 – 96]. Необходимо подчеркнуть, что в данной ММ реальная топочная камера условно разбита на два элемента: камеру сгорания, в которой проводится расчет процессов сгорания топлива и топки, в которой проводится расчет лучистого теплообмена, распределяемого между поверхностями нагрева НРЧ, СРЧ, ВРЧ, ПЭ и ШПП – I и II ступени.

Математическая модель котлоагрегата позволяет производить совместный тепловой, гидравлический и аэродинамический расчеты котла. Схема расчета котельной установки в СМПП-ПК представлена на Рисунке 2.2.

41



Обозначения: 1 – камера сгорания (КС); 2 – топка (Т); 3.1–3.3 – нижняя радиационная часть (НРЧ); 4 – средняя радиационная часть (СРЧ); 5 – верхняя радиационная часть (ВРЧ); 6 – потолочный экран (ПЭ); 7.1–7.2 – ширмовый пароперегреватель 1 ступени (ШПП-1 ст.); 8 – ширмовый пароперегреватель 2 ступени (ШПП-2 ст.); 9 – конвективный пароперегреватель (КПП); 10 – переходная зона (ПЗ); 11 – водяной экономайзер 2 ступени (ВЭК-2 ст.); 12 – рекуперативный воздухоподогреватель 2 ступени (ВЗП-2 ст.); 13 – водяной экономайзер 1 ступени (ВЭК-1 ст.); 14 – рекуперативный воздухоподогреватель 1 ступени (ВЗП-1ст.); 15 – разделители тепла (РТ); 16 – разделительный коллектор питательной воды; 17 – впрыск ВРЧ; 18 – впрыск КПП; 19 – впрыск ШПП.

Рисунок 2.2 – Схема расчета котельной установки ПК-24

## 2.3. Расчетная схема и математическая модель турбоустановки К-150-130

Определенный для исследований в рамках настоящей работы турбоагрегат (далее – ТА) включает в состав паротурбинную установку К-150-130 (первоначальное наименование ПВК-150) номинальной мощностью 150 МВт и турбогенератор переменного тока TB2-150-2. Турбина К-150-130 предназначена для работы на остром паре с давлением 12,7 МПа и температурой 545°С, относится к конденсационному типу и состоит из цилиндров высокого (ЦВД) и низкого (ЦНД) давления. В данной турбоустановке части высокого и среднего давления конструктивно объединены в одном ЦВД и разделены между собой диафрагмой. Разделительная диафрагма совместно с обоймой восьмой ступени части высокого давления образуют камеру для подвода пара после промперегрева. Для защиты стенок разделительной диафрагмы и стенок паровпуска части среднего давления от воздействия пара высокой температуры, поступающего после промперегрева, в камере подвода и подводящих патрубках установлены экраны, выполненные из стальных листов с проложенной между ними асбестовой прокладкой. В кольцевые щели между экранами и стенками цилиндра и разделительной диафрагмы подается охлаждающий пар из камеры «холодного» промперегрева. В связи с малым расходом данный поток не отражен в расчетной схеме математической модели турбоагрегата.

В конструкции турбины применен сопловой тип парораспределения. Подвод острого пара к стопорному клапану турбины осуществляется по паропроводам от двух котлоагрегатов. Далее пар направляется к 4-м регулирующим клапанам, каждый из которых связан со своей индивидуальной сопловой коробкой. Первый и второй регулирующие клапаны установлены в нижней части корпуса ЦВД, а третий и четвертый – в верхней. Регулирующие клапаны №1 – 2 выполнены диаметром 120 мм и открываются одновременно. Подвод пара в нижнюю часть корпуса в процессе эксплуатации обеспечивает его равномерный прогрев по окружности и исключает при этом вероятность коробления. Турбина способна обеспечить семьдесят пять процентов от номинальной мощности при полностью открытых первом и втором регулирующих клапанах. В случае дополнительного открытия третьего регулирующего клапана диаметром 135 мм турбина способна развить номинальную мощность. Четвертый регулирующий клапан – перегрузочный. Он позволяет обеспечить номинальную мощность паротурбинной установки К-150-130 в случаях отклонения ее режима работу от проектного, определенного заводом-изготовителем. Так его открытие происходит в случаях снижения параметров пара перед турбиной, а также при повышении давления в конденсаторе.

После ЧВД турбины пар поступает в ширмовые пароперегреватели котлоагрегатов с параметрами 3,1 МПа и 375 °С на выходе из которых с параметрами 2,7 МПа и 545 °С по паропроводам направляется к регулирующим клапанам ЧСД, состоящей из восьми ступеней. Объединение ЧВД и ЧСД в одном цилиндре позволило существенно сократить число концевых уплотнений. Так переднее уплотнение ЦВД достаточно развито, а заднее схоже с уплотнением цилиндра низкого давления.

В цилиндр низкого давления турбины отработавший в части среднего давления пар поступает по рессиверной трубе. ЦНД выполнен двухпоточным, симметричным и состоит из шести ступеней. Цилиндр низкого давления состоит из обоймы (собственно ЦНД) и выхлопного патрубка. Обойма ЦНД сварная, состоит из двух половин, соединенных вместе горизонтальным фланцем. В средней части обоймы выполнена кольцевая полость, в которую проводится пар из ЦВД, через ресивер диаметром 1000 мм и подводящий патрубок. Из кольцевой полости пар поступает в проточную часть ЦНД. Корпус (внешний) ЦНД состоит из двух выхлопных патрубков, представляющих собой сварную конструкцию из листовой стали, для большей жесткости оребренных с наружной стороны швеллерам и, а внутри стянутых связями. К выхлопным патрубкам приварены стальные литые корпуса подшипников № 2,3 и № 4,5.

Верхняя и нижняя половины корпуса соединяются по горизонтальному разъему болтами. На нижней половине имеются балконы, которыми ЦНД опирается на фундаментную плиту. В поперечном и осевом направлении ЦНД фикси-

44

руется относительно фундамента шпонками. Фикспункт турбины расположен по оси паровпуска ЦНД на раме выхлопного патрубка. Таким образом, тепловое расширение ЦВД направлено вперед в сторону паровпуска, а ЦНД – в сторону генератора, между опорным пятым подшипником и уплотняющим генератора предусмотрена мягкая прокладка. Ротор высокого давления цельнокованый, с центральным внутренним отверстием, гибкий. Соединение с ротором низкого давления полугибкой (линзовой) муфтой. Ротор низкого давления сварной (сварен из шести дисков и средней проставки), жесткий. Соединение с ротором генератора выполнено с применением полугибкой муфты.

Турбина имеет семь нерегулируемых отборов пара. Параметры отборов пара в зависимости от нагрузки паровой турбины приведены в Таблице 2.2.

№ отборов	За какой ступенью	Давление (МПа) в зависимости от на- грузки		Температура, °С	Расход, кг/с
		80 MBt	156 МВт		
P.C.	—	5,88	10,39	_	—
1	7	1,96	3,19	375	6,1
2	Исключен	_	_	_	—
3	11	0,76	1,34	451	4,4
4	13	0,46	0,74	384	2,5
5	15	0,28	0,45	322	7,2
6	17	0,088	0,14	200	3,3
7	18	0,044	0,072	138	2,9
8	19	0,021	0,033	80	5,6

Таблица 2.2 – Параметры отборов пара и максимально допустимые давления в камерах в зависимости от нагрузки паровой турбины К-150-130

Математическая модель ТА объединяет в себе модели входящих в его состав элементов. К ним относятся: электрогенератор, отсек турбины, конденсатор, регенеративный подогреватель, деаэратор, насос. Подробное описание данных моделей представлено в Приложении Б. Расчетная схема ТА в СМПП-ПК представлена на Рисунке 2.3.



Рисунок 2.3 – Расчетная схема турбоагрегата

#### 2.4. Расчетная схема и математическая модель исследуемого дубль-блока

ММ дубль-блока была разработана с применением ПВК СМПП-ПК. В модели объединены технологическими связями ММ 2-х котельных установок и турбоагрегат. Подробная ММ исследуемого дубль-блока была разработана впервые. Необходимо отметить, что ранее не проводились работы по выполнению поверочных расчетов прямоточных котельных установок с использованием программно-вычислительного комплекса СМПП.

Разработанная ММ дубль-блока дает возможность проводить оптимизационные расчеты и решать задачи больших размерностей с помощью МСО. Расчетная схема исследуемого в настоящей работе дубль-блока содержит сто двадцать девять элементов, а также двести восемь межэлементных связей. Необходимо также отметить, что данная ММ включает одну тысячу двести девяносто информационно-входных и одну тысячу восемьсот шестьдесят два информационновыходных параметра, из числа которых сто сорок восемь относятся к итерационно-вычисляемым.

При разработке MM дубль-блока применялись созданные ранее в ИСЭМ СО РАН математические модели элементов котельной установки и турбоагрегата. К ним относятся модели: топочной камеры, камеры сгорания топлива, радиационные, ширмовые и конвективные поверхности нагрева, модель отсека турбины и регенеративного подогревателя, турбогенератора, насоса и прочие.

Также необходимо отметить, что модели некоторых элементов, входящих в состав ММ исследуемого в настоящей работе дубль-блока, требовали доработки. В качестве примера можно выделить ММ насоса, в алгоритме которой при определении потребляемой электрической мощности механизма не использовалась его напорная характеристика, что более подробно описывается в Параграфе 2.6.

Следует подчеркнуть, что проведенные с применением подробной MM дубль-блока расчеты дают возможность получить значения практически всех вычисляемых параметров в любом из узлов расчетной схемы ТЭУ, многие из кото-

47

рых не фиксируются в схеме измерений реальной энергетической установки и могут в дальнейшем использоваться с целью решения оптимизационных задач повышения эффективности данного оборудования.

## 2.5. Идентификация параметров математической модели исследуемого энергоблока

Замеры режимных параметров исследуемого энергоблока для проведения ИПММ были выполнены в процессе его эксплуатации для трех стабильных режимов работы с активной нагрузкой ( $N_3$ ): 108, 132, 140 МВт. Полное время, необходимое для снятия показаний средств измерений, составило около трех часов. Необходимо отметить, что в указанном временном интервале не выполнялись работы, способные оказать влияние на текущее состояние ТЭУ, а именно: очистка трубок конденсатора турбоагрегата, помывка топочных экранов котлов и прочие. Постоянными оставались также атмосферное давление, температуры окружающего воздуха и циркуляционной воды.

В каждый из указанных выше эксплуатационных режимов входили восемьдесят четыре замеренных режимных параметра в основных узлах TC. Из них восемь предварительно задаваемых относились к информационно-входным ( $x_3$ ) для MM. Другие семьдесят шесть относились к вычисляемым ( $y_3$ ) или информационно-выходным параметрам MM.

Точность средств измерений (далее – СИ), включенных в TC соответствовала следующим классам: для датчиков, измеряющих давление, температуру воздуха, пара и воды, а также электрическую нагрузку – 1,0%; для СИ, измеряющих температуры первичного и вторичного выходящего пара, и дымовых газов за воздухоподогревателями первой ступени котлов – 0,5%. СИ измеряющие расходы потоков теплоносителей в TC исследуемой ТЭУ соответствовали классу 4,0%. Точность термопар, фиксирующих значения температур дымовых газов в конвективных газоходах котлов – 5,0%. На Рисунке 2.4 отображена схемы измерений режимных параметров котельной установки ПК-24. В состав энергоблока №5 входят два котла с идентичной схемой измерений режимных параметров.



Рисунок 2.4 – Схема измерений режимных параметров котлоагрегата ПК-24

На Рисунке 2.5 отображена схемы измерений режимных параметров турбоагрегата К-150-130.



Рисунок 2.5 – Схема измерений режимных параметров турбоагрегата

Необходимо отметить, что в соответствии с методикой испытаний паровых турбин [97], при выполнении замеров давлений в контрольных точках схемы измерений турбоагрегата №5 были внесены поправки, учитывающие разницу высот расположения средств измерения (манометров) и мест фактических врезок импульсных линий в паропроводы. Значения данных поправок представлены в Таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Значения поправок, учитывающих разницу высот расположения манометров и мест фактических врезок импульсных линий в паропроводы ТА-5.

Давление пара	Ед. измерения	Величина поправки
Отбор — 1	Па	$+81,3\cdot10^{3}$
Отбор – 3	Па	$+39,2\cdot10^{3}$
Отбор – 4	Па	$+10,2\cdot10^{3}$
Отбор – 5	Па	$+13,1\cdot10^{3}$
Отбор – 6	Па	$+3,5\cdot10^{3}$
ХПП	Па	$+42,1\cdot10^{3}$
ГПП	Па	$+38,2\cdot10^{3}$

В ходе решения задачи ИПММ на 1-ом этапе УМ-ИПММ было проведено выявление с последующим исключением из последующего расчета «плохих» замеров режимных параметров в технологической схеме энергоблока. Под «плохими» подразумеваются измерения, значения которых выше определенных техническим паспортом средства измерения, что может быть связано с дефектами как самого датчика, так и схемы измерений. Данные измерения характеризуются тем, что после решения задачи первого этапа относительные отклонения (далее – ОО) замеров от расчетных значений существенно больше трех. К ним были отнесены: температуры основного конденсата на выходе из ПНД-1 для трех рассматриваемых режимов работы энергоблока; температуры пара после 3-го и 4-го отсеков ТА для режимов с электрической нагрузкой 108 и 132 МВт; давление пара перед первым отсеком ТА для режима с электрической нагрузкой 108 МВт; температуры пара на выходе из потолочного экрана КА ст. №10 для режима с  $N_3$  140 МВт и пара за впрыском в ХПП перед ШПП-1ст. КА ст. №9 для режима с  $N_3$  132 МВт. В итоге вектор замеряемых режимных параметров после выполнения 1-ого этапа УМ-ИПММ энергоблока сократился на два замера для режима с  $N_3$  140 МВт и на четыре замера для режимов с  $N_3$  108 и 132 МВт.

На 2-м этапе идентификации согласно УМ-ИПММ была осуществлена проверка ММ энергоблока №5 на предмет присутствия неточностей моделирования. Необходимо подчеркнуть, что на 2-м этапе ИПММ в состав оптимизируемых параметров был включен вектор настраиваемых коэффициентов (далее – НК), включающий девяносто один коэффициент модели. Наименования НК, а также допустимые границы диапазонов их значений представлены в Таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Допустимые границы	диапазонов	значений	НΚ	MM	исследуемог	0
энергоблока						

Оптимизируемый параметр, размерность	Нижняя	Верхняя
	граница	граница
1	2	3
Коэффициент А квадратичного уравнения к.п.д. ЧВД	0,00001	0,01
Коэффициент В квадратичного уравнения к.п.д. ЧВД	0,0001	0,1
Коэффициент С квадратичного уравнения к.п.д. ЧВД	0,55	0,95
Коэффициент А квадратичного уравнения к.п.д. ЧСД	0,00001	0,01
Коэффициент В квадратичного уравнения к.п.д. ЧСД	0,0001	0,1
Коэффициент С квадратичного уравнения к.п.д. ЧСД	0,55	0,95
Коэффициент А квадратичного уравнения к.п.д. ЦНД	0,00001	0,01
Коэффициент В квадратичного уравнения к.п.д. ЦНД	0,0001	0,1
Коэффициент С квадратичного уравнения к.п.д. ЦНД	0,55	0,95
Расход входящего в 1 отсек турбины пара для номинального режима	40	190

1	2	3
Расход входящего в 2 отсек турбины пара для номинального режима	40	190
Расход входящего в 3 отсек турбины пара для номинального режима	40	190
Расход входящего в 4 отсек турбины пара для номинального режима	40	190
Расход входящего в 5 отсек турбины пара для номинального режима	40	190
Расход входящего в 6 отсек турбины пара для номинального режима	40	190
Расход входящего в 7 отсек турбины пара для номинального режима	40	190
Расход входящего в 8 отсек турбины пара для номинального режима	40	190
Коэффициент, характеризующий чистоту пов. теплообмена ПНД-1	0,85	0,98
Коэффициент, характеризующий чистоту пов. теплообмена ПНД-2	0,85	0,98
Коэффициент, характеризующий чистоту пов. теплообмена ПНД-3	0,85	0,98
Коэффициент, характеризующий чистоту пов. теплообмена ПНД-4	0,85	0,98
Коэффициент, характеризующий чистоту пов. теплообмена ПВД-7	0,85	0,98
Коэффициент, характеризующий чистоту пов. теплообмена ПВД-8	0,85	0,98
Коэффициент, характеризующий дросселирование пара на ПНД-1	0,80	0,99
Коэффициент, характеризующий дросселирование пара на ПНД-2	0,8	0,99
Коэффициент, характеризующий дросселирование пара на ПНД-3	0,8	0,99
Коэффициент, характеризующий дросселирование пара на ПНД-4	0,8	0,99
Коэффициент, характеризующий дросселирование пара на ПВД-7	0,8	0,99
Коэффициент, характеризующий дросселирование пара на ПВД-8	0,8	0,99
Коэффициент использования поверхности теплообмена конденсатора	0,45	0,90
Коэффициент, характеризующий нагрев ОК в холодильниках ОЭ	0,0	3,0
Коэффициент, характеризующий нагрев ОК в холодильнике ЭУ	0,0	3,0
Коэффициент тепловой эффективности экранов КА ст.№9	0,2	0,4
Коэффициент тепловой эффективности экранов КА ст.№10	0,2	0,4
Коэффициент тепловой эффективности окна КА ст.№9	0,01	0,05
Коэффициент тепловой эффективности окна КА ст.№10	0,01	0,05
Доля от общего кол-ва тепла, определяющая расход L-го потока раз- делителя 1 КА ст.№9	0,0	1,0
Доля от общего кол-ва тепла, определяющая расход L-го потока раз- делителя 1 КА ст.№10	0,0	1,0

1	2	3
Доля от общего кол-ва тепла, определяющая расход L-го потока раз- делителя 2 КА ст.№9	0,0	1,0
Доля от общего кол-ва тепла, определяющая расход L-го потока раз- делителя 2 КА ст.№10	0,0	1,0
Доля от общего кол-ва тепла, определяющая расход L-го потока раз- делителя 3 КА ст.№9	0,0	1,0
Доля от общего кол-ва тепла, определяющая расход L-го потока раз- делителя 3 КА ст.№10	0,0	1,0
Доля от общего кол-ва тепла, определяющая расход L-го потока раз- делителя 4 КА ст.№9	0,0	1,0
Доля от общего кол-ва тепла, определяющая расход L-го потока раз- делителя 4 КА ст.№10	0,0	1,0
Доля от общего кол-ва тепла, определяющая расход L-го потока раз- делителя 5 КА ст.№9	0,0	1,0
Доля от общего кол-ва тепла, определяющая расход L-го потока раз- делителя 5 КА ст.№10	0,0	1,0
Коэффициент тепл. эффективности пов. нагрева SHPP1_1 КА ст.№9	0,15	0,99
Коэффициент тепл. эффективности пов. нагрева SHPP1_1 КА ст.№10	0,15	0,99
Коэффициент тепл. эффективности пов. нагрева SHPP2 КА ст.№9	0,15	0,99
Коэффициент тепл. эффективности пов. нагрева SHPP2 КА ст.№10	0,15	0,99
Коэффициент тепл. эффективности пов. нагрева SHPP1_2 КА ст.№9	0,15	0,99
Коэффициент тепл. эффективности пов. нагрева SHPP1_2 КА ст.№10	0,15	0,99
Коэффициент тепловой эффективности пов. нагрева КРР КА ст.№9	0,75	0,99
Коэффициент тепловой эффективности пов. нагрева КРР КА ст.№10	0,75	0,99
Коэффициент тепловой эффективности пов. нагрева РZ КА ст.№9	0,75	0,99
Коэффициент тепловой эффективности пов. нагрева РZ КА ст.№10	0,75	0,99
Коэффициент тепловой эффективности пов. нагрева VEK2 КА ст.№9	0,40	0,99
Коэффициент тепловой эффективности пов. нагрева VEK2 KA ст.№10	0,40	0,99
Коэффициент тепловой эффективности пов. нагрева VEK1 KA ст.№9	0,40	0,99
Коэффициент тепловой эффективности пов. нагрева VEK1 KA ст.№10	0,40	0,99
Коэффициент тепловой эффективности пов. нагрева VZP2 КА ст.№9	0,40	0,99
Коэффициент тепловой эффективности пов. нагрева VZP2 КА ст.№10	0,40	0,99
Коэффициент тепловой эффективности пов. нагрева VZP1 КА ст.№9	0,40	0,99
Коэффициент тепловой эффективности пов. нагрева VZP1 КА ст.№10	0,40	0,99
Номинальный перепад давления воды в NRCH1 КА ст.№9	6,0	8,0

1	2	3
Номинальный перепад давления воды в NRCH1 КА ст.№10	6,0	8,0
Номинальный перепад давления воды в NRCH2 КА ст.№9	6,0	8,0
Номинальный перепад давления воды в NRCH2 КА ст.№10	6,0	8,0
Номинальный перепад давления воды в NRCH3 КА ст.№9	6,0	8,0
Номинальный перепад давления воды в NRCH3 КА ст.№10	6,0	8,0
Номинальный перепад давления пара в SRCH КА ст.№9	4,0	6,0
Номинальный перепад давления пара в SRCH КА ст.№10	4,0	6,0
Номинальный перепад давления пара в VRCH КА ст.№9	3,0	4,0
Номинальный перепад давления пара в VRCH КА ст.№10	3,0	4,0
Номинальный перепад давления пара в РЕ КА ст.№9	8,5	10,5
Номинальный перепад давления пара в РЕ КА ст.№10	8,5	10,5
Номинальный перепад давления пара в SHPP1_1 КА ст.№9	0,1	0,4
Номинальный перепад давления пара в SHPP1_1 КА ст.№10	0,1	0,4
Номинальный перепад давления пара в SHPP2 КА ст.№9	0,1	0,4
Номинальный перепад давления пара в SHPP2 КА ст.№10	0,1	0,4
Номинальный перепад давления пара в SHPP1_2 КА ст.№9	0,1	0,4
Номинальный перепад давления пара в SHPP1_2 КА ст.№10	0,1	0,4
Номинальный перепад давления пара в КРР КА ст.№9	0,0	1,0
Номинальный перепад давления пара в КРР КА ст.№10	8,0	9,0
Номинальный перепад давления пароводяной смеси в РZ КА ст.№9	8,0	9,0
Номинальный перепад давления пароводяной смеси в РZ КА ст.№10	5,5	6,5
Номинальный перепад давления воды в VEK2 КА ст.№9	5,5	6,5
Номинальный перепад давления воды в VEK2 КА ст.№10	4,5	5,5
Номинальный перепад давления воды в VEK1 КА ст.№9	4,5	5,5
Номинальный перепад давления воды в VEK1 КА ст.№10	4,5	5,5
Доля пара в ХПП, идущая на КА ст.№9	0,45	0,55

Постановка ОЗ идентична задачи 1-го этапа УМ-ИПММ, но решается для всех режимов одновременно. Полученное значение ЦФ по завершению 2-го этапа

УМ-ИПММ составило 2,95, что соответствует условию точности, согласно правила «3 сигма».

На третьем этапе идентификации ММ была выполнена минимизация суммы модулей ОО замеряемых эксплуатационных параметров для всех участвующих в ИПММ режимах исследуемой установки. Данный этап УМ-ИПММ позволяет осуществить максимальное сближение значений параметров, полученных с помощью непосредственных замеров на ТЭУ и вычисленных на ее математической модели.

В ходе минимизации на 3-м этапе УМ-ИПММ итоговое значение суммы модулей ОО уменьшилось на двадцать восемь процентов от значения, полученного на 2-м этапе идентификации. Полученные после завершения третьего этапа ИПММ значения НК были зафиксированы в математической модели. Их первоначальные и конечные значения представлены в Таблице 2.5.

Необходимо отметить, что максимальное ОО в сравнении со 2-м этапом ИПММ не выросло, что указывает на более точную настройку ММ исследуемой ТЭУ, характеризующей ее фактическое (на момент выполнения замеров) состояние. Результаты выполненной ИПММ исследуемого в настоящей работе дубльблока №5 представлены в Приложении В.

<u>№</u> п/п	Оптимизируемый коэффициент, размерность	Началь- ные значе- ния	Полу- ченные значе- ния
1	2	3	4
1	Коэффициент А квадратичного уравнения к.п.д. ЧВД	0,0	0,0097
2	Коэффициент В квадратичного уравнения к.п.д. ЧВД	0,0	0,0010
3	Коэффициент С квадратичного уравнения к.п.д. ЧВД	0,75	0,7317
4	Коэффициент А квадратичного уравнения к.п.д. ЧСД	0,0	0,0000
5	Коэффициент В квадратичного уравнения к.п.д. ЧСД	0,0	0,0001

Таблица 2.5 – Значения НК ММ исследуемого энергоблока

1	2	3	4
6	Коэффициент С квадратичного уравнения к.п.д. ЧСД	0,75	0,7107
7	Коэффициент А квадратичного уравнения к.п.д. ЦНД	0,0	0,0002
8	Коэффициент В квадратичного уравнения к.п.д. ЦНД	0,0	0,0280
9	Коэффициент С квадратичного уравнения к.п.д. ЦНД	0,75	0,8650
10	Расход входящего в 1 отсек турбины пара для номинального режима	150	125,195
11	Расход входящего в 2 отсек турбины пара для номинального режима	145	106,282
12	Расход входящего в 3 отсек турбины пара для номинального режима	140	123,570
13	Расход входящего в 4 отсек турбины пара для номинального режима	135	116,003
14	Расход входящего в 5 отсек турбины пара для номинального режима	130	103,740
15	Расход входящего в 6 отсек турбины пара для номинального режима	125	97,388
16	Расход входящего в 7 отсек турбины пара для номинального режима	120	73,812
17	Расход входящего в 8 отсек турбины пара для номинального режима	115	162,707
18	Коэффициент, характеризующий чистоту пов. теплообмена ПНД-1	0,97	0,8053
19	Коэффициент, характеризующий чистоту пов. теплообмена ПНД-2	0,97	0,8157
20	Коэффициент, характеризующий чистоту пов. теплообмена ПНД-3	0,97	0,8010
21	Коэффициент, характеризующий чистоту пов. теплообмена ПНД-4	0,97	0,9498
22	Коэффициент, характеризующий чистоту пов. теплообмена ПВД-7	0,97	0,9236
23	Коэффициент, характеризующий чистоту пов. теплообмена ПВД-8	0,97	0,9334
24	Коэффициент, характеризующий дросселирование пара на ПНД-1	0,95	0,9321
25	Коэффициент, характеризующий дросселирование пара на ПНД-2	0,95	0,9318
26	Коэффициент, характеризующий дросселирование пара на ПНД-3	0,95	0,8503
27	Коэффициент, характеризующий дросселирование пара на ПНД-4	0,95	0,9749
28	Коэффициент, характеризующий дросселирование пара на ПВД-7	0,95	0,9306
29	Коэффициент, характеризующий дросселирование пара на ПВД-8	0,95	0,9749
30	Коэффициент использования поверхности теплообмена конденсатора	0,70	0,6410
31	Коэффициент, характеризующий нагрев ОК в холодильниках ОЭ	2,0	1,7090
32	Коэффициент, характеризующий нагрев ОК в холодильнике ЭУ	1,0	0,7626
33	Коэффициент тепловой эффективности экранов КА ст.№9	0,40	0,3357

1	2	3	4
34	Коэффициент тепловой эффективности экранов КА ст.№10	0,40	0,3328
35	Коэффициент тепловой эффективности окна КА ст.№9	0,10	0,0115
36	Коэффициент тепловой эффективности окна КА ст.№10	0,10	0,0329
37	Доля от общего кол-ва тепла, определяющая расход L-го потока раз- делителя 1 КА ст.№9	0,60	0,7020
38	Доля от общего кол-ва тепла, определяющая расход L-го потока раз- делителя 1 КА ст.№10	0,60	0,4446
39	Доля от общего кол-ва тепла, определяющая расход L-го потока раз- делителя 2 КА ст.№9	0,60	0,8662
40	Доля от общего кол-ва тепла, определяющая расход L-го потока раз- делителя 2 КА ст.№10	0,60	0,9915
41	Доля от общего кол-ва тепла, определяющая расход L-го потока раз- делителя 3 КА ст.№9	0,60	0,9381
42	Доля от общего кол-ва тепла, определяющая расход L-го потока раз- делителя 3 КА ст.№10	0,60	0,9958
43	Доля от общего кол-ва тепла, определяющая расход L-го потока раз- делителя 4 КА ст.№9	0,50	0,2607
44	Доля от общего кол-ва тепла, определяющая расход L-го потока раз- делителя 4 КА ст.№10	0,50	0,3651
45	Доля от общего кол-ва тепла, определяющая расход L-го потока раз- делителя 5 КА ст.№9	0,40	0,3186
46	Доля от общего кол-ва тепла, определяющая расход L-го потока раз- делителя 5 КА ст.№10	0,40	0,2037
47	Коэффициент тепл. эффективности пов. нагрева SHPP1_1 КА №9	0,50	0,7113
48	Коэффициент тепл. эффективности пов. нагрева SHPP1_1 КА №10	0,50	0,9447
49	Коэффициент тепл. эффективности пов. нагрева SHPP2 КА №9	0,25	0,1706
50	Коэффициент тепл. эффективности пов. нагрева SHPP2 КА №10	0,25	0,2034
51	Коэффициент тепл. эффективности пов. нагрева SHPP1_2 КА №9	0,50	0,8755
52	Коэффициент тепл. эффективности пов. нагрева SHPP1_2 КА№ 10	0,50	0,9897
53	Коэффициент тепловой эффективности пов. нагрева КРР КА №9	0,85	0,7551
54	Коэффициент тепловой эффективности пов. нагрева КРР КА №10	0,85	0,9242
55	Коэффициент тепловой эффективности пов. нагрева РZ КА №9	0,85	0,8241
56	Коэффициент тепловой эффективности пов. нагрева РZ КА №10	0,85	0,9589
57	Коэффициент тепловой эффективности пов. нагрева VEK2 КА №9	0,85	0,9880
58	Коэффициент тепловой эффективности пов. нагрева VEK2 КА №10	0,85	0,9898
59	Коэффициент тепловой эффективности пов. нагрева VEK1 КА №9	0,85	0,4284

1	2	3	4
60	Коэффициент тепловой эффективности пов. нагрева VEK1 KA №10	0,85	0,7468
61	Коэффициент тепловой эффективности пов. нагрева VZP2 КА №9	0,50	0,4736
62	Коэффициент тепловой эффективности пов. нагрева VZP2 КА №10	0,50	0,4875
63	Коэффициент тепловой эффективности пов. нагрева VZP1 КА №9	0,50	0,4891
64	Коэффициент тепловой эффективности пов. нагрева VZP1 КА №10	0,50	0,5976
65	Номинальный перепад давления воды в NRCH1 КА ст.№9	7,0	7,3886
66	Номинальный перепад давления воды в NRCH1 КА ст.№10	7,0	7,9943
67	Номинальный перепад давления воды в NRCH2 КА ст.№9	7,0	7,3676
68	Номинальный перепад давления воды в NRCH2 КА ст.№10	7,0	7,9938
69	Номинальный перепад давления воды в NRCH3 КА ст.№9	7,0	7,3347
70	Номинальный перепад давления воды в NRCH3 КА ст.№10	7,0	7,9929
71	Номинальный перепад давления пара в SRCH КА ст.№9	4,0	4,2009
72	Номинальный перепад давления пара в SRCH КА ст.№10	4,0	5,9303
73	Номинальный перепад давления пара в VRCH КА ст.№9	3,0	3,0036
74	Номинальный перепад давления пара в VRCH КА ст.№10	3,0	3,0038
75	Номинальный перепад давления пара в РЕ КА ст.№9	8,0	8,5097
76	Номинальный перепад давления пара в РЕ КА ст.№10	8,0	8,5091
77	Номинальный перепад давления пара в SHPP1_1 КА ст.№9	0,2	0,3981
78	Номинальный перепад давления пара в SHPP1_1 КА ст.№10	0,2	0,2269
79	Номинальный перепад давления пара в SHPP2 КА ст.№9	0,2	0,3981
80	Номинальный перепад давления пара в SHPP2 КА ст.№10	0,2	0,1938
81	Номинальный перепад давления пара в SHPP1_2 КА ст.№9	0,2	0,3981
82	Номинальный перепад давления пара в SHPP1_2 КА ст.№10	0,2	0,1637
83	Номинальный перепад давления пара в КРР КА ст.№9	8,0	8,5069
84	Номинальный перепад давления пара в КРР КА ст.№10	8,0	8,5055
85	Номинальный перепад давления пароводяной смеси в РZ КА ст.№9	5,0	5,5417
86	Номинальный перепад давления пароводяной смеси в РZ КАст.№10	5,0	6,4933
87	Номинальный перепад давления воды в VEK2 КА ст.№9	4,0	4,9780

1	2	3	4
88	Номинальный перепад давления воды в VEK2 КА ст.№10	4,0	4,8899
89	Номинальный перепад давления воды в VEK1 KA ст.№9	4,0	4,9822
90	Номинальный перепад давления воды в VEK1 KA ст.№10	4,0	4,9127
91	Доля пара в ХПП, идущая на КА ст.№9	0,50	0,4705

## 2.6. Подробная математическая модель конденсатных насосов 12КсВ 9х4

Конденсатные электронасосы необходимы для откачивания из конденсатора турбины конденсата отработавшего в ней пара и других заведенных в него потоков (добавки химически обессоленной воды, дренажей подогревателей и т.д.). Насосы прокачивают конденсат через систему подогревателей регенерации низкого давления в деаэраторы. Как правило, конденсационную установку снабжают несколькими насосами, один из которых обязательно находится в резерве. Технологическая схема основного конденсата исследуемого энергоблока включает три конденсатных насоса 12КсВ 9х4.

В процессе анализа полученных результатов расчетов ММ исследуемого энергоблока для различных эксплуатационных режимов его работы, в актуальной на тот момент версии ММ элемента «Насос» программно-вычислительного комплекса «СМПП-ПК» были выявлены существенные недостатки. Суть их заключалась в том, что для расчета потребляемой электродвигателем механизма мощности использовались фиксированные (усредненные) входные параметры «Напор» и «Относительный внутренний КПД», которые предварительно задавались и не зависели от расхода прокачиваемой среды. В действительности данные параметры зависят от производительности насоса и принимают разные значения во всем рабочем диапазоне. Первоначально, при выполнении расчетов данные упрощения не позволяли должным образом исследовать различные режимы работы конденсатных насосов 12КсВ 9х4 и производить корректную оценку влияния режима их работы на расход электроэнергии СН энергоблока. В новой версии модели «Насос» перечисленные выше параметры вычисляются из квадратичных уравнений, которые описывают зависимости относительного внутреннего КПД и напора насоса от его производительности. Данные уравнения были получены из заводской напорной характеристики и имеют следующий вид:

$$H = 189,95 + 0,3717 \cdot G - 0,0066 \cdot G^2, \tag{2.21}$$

$$\eta_{oi} = 0,0163 + 0,0181 \cdot G - 0,0001 \cdot G^2, \qquad (2.22)$$

где Н – напор, развиваемый насосом; м вод. ст.;

G – расход воды на входе в насос, кг/с;

*η<sub>oi</sub>* – внутренний относительный КПД механизма.

На Рисунке 2.6 отображена напорная характеристика КЭН 12КсВ 9х4. Зависимость относительного внутреннего КПД насоса от производительности представлена штриховой линией, а зависимость развиваемого механизмом напора от его производительности – сплошной линией.



Рисунок 2.6 – Напорная характеристика конденсатного насоса 12КсВ 9х4

В результате новая модель позволяет более точно определять потребляемую электродвигателем насоса мощность в рабочем диапазоне его производительности, а также проводить исследования режимов работы с параллельно включенными КЭН энергоблока. Помимо этого, появляется возможность оценивать соответствия насосов сети основного конденсата с учетом приведенной характеристики и корректировать эту характеристику по результатам замеров, изменяя при этом коэффициенты.

## 2.7. Выводы по главе 2

Представлено описание МП-ОЭфКМТС находящихся в эксплуатации теплоэнергетических установок. МП-ОЭфКМТС включает 3 ст-ии и основывается на математической модели ТЭУ, настроенной по результатам выполненной ИПММ. На 1-й ст-ии определяется объект для предстоящих исследований. После выбора объекта осуществляется подробный анализ существующей ТС ТЭУ, завершающийся формированием списка найденных проблем. На 2-й ст-ии формулируются способы решения найденных проблем и осуществляется разработка ММ исследуемой ТЭУ с ее последующей настройкой в соответствии с УМ-ИПММ. На 3-й ст-ии в расчетную схему исследуемой установки включаются принятые изменения. Далее проводятся оптимизационные расчеты для исходного и измененного вариантов ТС. Опираясь на полученные результаты расчетов осуществляется сравнение эффективности рассматриваемых решений по модернизации ТС и принимается решение о реализации их на практике.

Приведено описание разработанной ММ пылеугольного дубль-блока, включающего две котельные установки ПК-24 и паротурбинную установку К-150-130 с номинальной электрической мощностью 150 МВт. Также приводятся результаты выполненной трехэтапной идентификации модели на основании замеров режимных параметров в контрольных точках технологической схемы в трех режимах работы с различными электрическими нагрузками энергоблока. Кроме того, представлено описание подробной математической модели конденсатных насосов 12КСВ 9х4, позволяющей более точно определять потребляемую электродвигателем насоса мощность в рабочем диапазоне его производительности, а также проводить исследования режимов работы с параллельно включенными КЭН энергоблока. В результате появляется возможность оценивать соответствия насосов сети основного конденсата с учетом приведенной характеристики и корректировать эту характеристику по результатам замеров.

# ГЛАВА 3. ПРИМЕРЫ МОДЕРНИЗАЦИЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЫ ЭНЕРГОБЛОКА

Провал в развитии энергетики в девяностые годы XX века в Российской Федерации способствовал существенному снижению темпов развития находящегося в эксплуатации оборудования действующих ТЭС. В результате перехода к рыночным отношениям и регулированию тарифов на энергоресурсы в настоящее время наблюдается формирование определенного дефицита финансовых ресурсов, тормозящего обновление производственных фондов энергопредприятий. В этих условиях возникает потребность в поиске и реализации малозатратных путей модернизации, находящихся в эксплуатации ТЭУ.

Малозатратная модернизация – это модернизация оборудования на основе совершенствования его технологической схемы, также реализуемая за счет частичной (локальной) замены отдельных узлов и агрегатов. Данный способ предполагает не только продление ресурса и связанного с этим возможного продолжения эксплуатации, но и обязательное улучшение технико-экономических показателей до уровня, соответствующего современным аналогам.

В настоящей главе подробно рассмотрены предлагаемые автором способы малозатратной модернизации схемы, исследуемой в настоящей работе ТЭУ. Оценка эффективности данных решений была выполнена автором с применением рассмотренного выше методического подхода, а результаты представлены им в опубликованных ранее работах [98–100].

## 3.1. Модернизация схемы слива дренажей паротурбинной установки

В существующей технологической схеме исследуемого энергоблока были выявлены несколько потоков дренажей, оказывающих негативное влияние на показатели энергетической эффективности его работы. Поток дренажа эжектора уплотнений (ЭУ-6) направлен в паровое пространство конденсатора. При работе турбины незначительная часть пара из ее цилиндров проходит через концевые уплотнения и удаляется эжектором уплотнений. Эжектор выполнен как одно целое с холодильниками 1-й и 2-й ступеней. Каждый холодильник состоит из обечайки, двух стальных трубных досок с развальцованными в них 56 латунными трубками диаметром 16х1 мм с активной длиной 420 мм и крышки. Водяная камера, расположенная между холодильниками, разделена двумя перегородками на три части. Для улучшения теплоотдачи в межтрубном пространстве каждого холодильника имеется перегородка, благодаря которой паровоздушная смесь совершает в холодильнике два хода, что повышает ее скорость. Непосредственно сам эжектор состоит из корпуса, парового сопла и диффузора.

Эжектор осуществляет отсос паровоздушной смеси уплотнений турбины через холодильник 1-й ступени, направляя ее в холодильник 2-й ступени, а оттуда – в атмосферу. Охлаждающий конденсат через нижний патрубок водяной камеры поступает в трубную систему холодильника 2-й ступени, затем через среднюю часть водяной камеры и трубки холодильника 1-й ступени выходит в верхний патрубок водяной камеры. Всего конденсат совершает в холодильниках четыре хода – по два хода в каждом холодильнике.

Паровоздушная смесь из концевых уплотнений турбины поступает в холодильник 1-й ступени, где происходит конденсация пара. Несконденсировавшийся пар и воздух отсасываются эжектором 2-й ступени. Сжатая в диффузоре паровоздушная смесь поступает в холодильник 2-й ступени, откуда воздух и несконденсировавшийся пар выталкиваются в атмосферу. Питание эжектора рабочим паром осуществляется от четвертого отбора турбины. Отвод образовавшегося в холодильнике конденсата осуществляется через штуцера в нижней части каждого холодильника. Рабочие характеристики ЭУ-6 приведены в Таблице 3.1 [101].

Расход потока дренажа эжектора уплотнений – 0,22 кг/с был определен, как суммарный расход рабочего пара и пара, содержащегося в отсасываемой смеси. В ходе испытаний проведен замер температуры стенки трубы дренажа и получено

65

значение температуры – 70 °С. Замер был выполнен в районе напорного коллектора конденсатных насосов – в непосредственной близости от места врезки трубопровода дренажа в корпус конденсатора паротурбинной установки.

Название параметра	Ед. измерения	ЭУ-6	ЭП-3-600
Расход удаляемой паровоздушной смеси	кг/с	0,354	0,019
Расход рабочего пара	кг/с	0,10	0,17
Расход основного конденсата	кг/с	41,67	41,67
Давление основного конденсата	МПа	1,37	1,37
Температура основного конденсата	°C	48	48
Давление удаляемой паровоздушной смеси на входе	кПа	90	2,5

Таблица 3.1 – Характеристика параметров работы эжекторов турбины К-150-130

Поток дренажа основных эжекторов (ОЭ-А, Б) направлен в паровое пространство конденсатора. Основные эжекторы осуществляют удаление паровоздушной смеси из конденсатора. Действующая технологическая схема включает два параллельно включенных эжектора ЭП-3-600, рабочие характеристики которых представлены в Таблице 3.1.

Каждый из эжекторов состоит из сварного корпуса, трубной системы, верхней крышки и водяной камеры, сопл и диффузоров. Трубная система основного эжектора размещена в его корпусе и состоит из трех групп охлаждающих трубок диаметром 19 мм. Трубки развальцованы в трубной доске. Сопла и диффузоры расположены по центральной продольной оси корпуса каждой ступени. Эжектор имеет три ступени сжатия с промежуточным и конечным охлаждением отсасываемой паровоздушной смеси.

Направление движения паровоздушной смеси последовательное. Первоначально она поступает во всасывающую камеру первой ступени эжектора и увлекается струей выходящего из сопла рабочего пара. Далее паровоздушная смесь проходит диффузор, после чего поступает в охладитель эжектора первой ступени. Аналогичным является принцип действия и направление движения паровоздушной смеси для второй и третьей ступени. На выходе из третьей ступени воздух с остатками несконденсировавшийся водяных паров удаляется в атмосферу. Конденсат рабочего пара и пара, содержащегося в паровоздушной смеси, последовательно отводится из охладителя третьей ступени эжектора в охладитель второй, первой ступени, а затем – в конденсатор. В Таблице 3.2 представлены технические характеристики охладителей основного эжектора ЭП-3-600 [101].

Параметры	Ед. измерения	Значение
Площадь поверхности теплообменника:		
1 ступень	M <sup>2</sup>	14,3
2 ступень	M <sup>2</sup>	8,4
3 ступень	M <sup>2</sup>	5,1
Количество трубок:		
1 ступень	ШТ	98
2 ступень	ШТ	60
3 ступень	ШТ	38

Таблица 3.2 – Технические характеристики охладителей эжектора ЭП-3-600

Необходимо учитывать, что суммарный расход дренажа в процессе эксплуатации ОЭ турбоагрегата исследуемой ТЭУ больше проектного. Заводомизготовителем определены параметры рабочего пара, которые составляют: расход – 0,17 кг/с; давление – 0,5 МПа и температура – 400°С [102]. В действительности, по причине наличия значительного количества присосов воздуха в вакуумную систему конденсатора, в ходе эксплуатации ПТУ необходимо увеличивать расход рабочего пара, поддерживая его давление перед эжекторами в диапазоне от 1 до 1,1 МПа. При этом в рабочем состоянии находятся оба ОЭ. Суммарный расход дренажа от двух основных эжекторов паротурбинной установки был определен на уровне 0,668 кг/с, а температура данного потока в непосредственной близости от места врезки трубопровода потока общего дренажа (от двух эжекторов) в корпус конденсатора турбины составила 50 °C.

Дренаж (прогрев) блочной редукционно-охладительной установки (далее – прогрев БРОУ-2) направлен в нижнюю часть конденсатора. Данные прогревы необходимы для отвода образующегося конденсата и поддержания рабочей температуры пара перед находящимися в закрытом положении дросселями БРОУ, исключая при этом возникновение гидравлических ударов в случае их открытия при повышении давления в ГПП, а также переходных режимах работы энергоблока.

Паропровод ГПП, расположенный перед дросселем БРОУ-2 от котла №9 оборудован одним «прогревом», а паропровод от котла №10 – двумя «прогревами». Прогревы выполнены из стальных труб внутренним диаметром десять миллиметров и врезаются в трубопроводы дренажей ГПП диаметром тридцать два миллиметра. Давление и температура пара на входе в прогревы БРОУ-2 соответствует параметрам ГПП, а расход определяется из классической формулы скорости движения газа [103]. В результате расчета расход отводимого через один трубопровод прогрева в конденсатор паровой турбины пара составил 0,128 кг/с. При этом суммарный расход от трех «прогревов» – 0,384 кг/с соответственно.

## 3.1.1. Целесообразность изменения направления схемы слива дренажей регенерации низкого давления турбины

В существующей технологической схеме исследуемого дубль-блока дренажи эжектора уплотнений и основных эжекторов по каскадному принципу заведены в паровое пространство конденсатора турбины. По результатам выполненных замеров, температуры данных потоков составили: для дренажа  $O\mathcal{P} - 50^{\circ}C$ ; для дренажа  $\mathcal{P} - 70^{\circ}C$ . Необходимо отметить, что температуры перечисленных выше потоков на всех режимах работы энергетической установки превышают температуру насыщения в конденсаторе. В связи с этим часть тепла, вносимого данными потоками в конденсатор, передается циркуляционной воде и безвозвратно теряется. Следует учитывать, что каскадный принцип слива дренажей уступает по энергетической эффективности комбинированному.

В действующей TC регенерации низкого давления исследуемого энергоблока применен принцип комбинированного слива для дренажей греющего пара ПНД, включающий два дренажных насоса (далее – Др.Н). В ходе выполненного инженерного анализа, для решения выше обозначенной проблемы, предлагается включить потоки дренажей эжектора уплотнений и основных эжекторов блока в существующую комбинированную схему слива.

Для реализации данного технического решения необходимо отказаться от слива вышеперечисленных потоков в конденсатор и перенаправить их на всас Др.Н ПНД-1, что в свою очередь позволит обеспечить наибольшую тепловую экономичность. В результате будут снижены потери тепла в конденсаторе и конденсационная выработка турбоагрегата, что обеспечит повышение термического КПД цикла.

Прогревы БРОУ-2 представляют собой потоки, в которых аккумулирован значительный потенциал тепла, которое также теряется с охлаждающей водой в конденсаторе. Перенаправление данного потока в паровую часть подогревателя ПНД-1 будет способствовать снижению расхода греющего пара в восьмой отбор турбоустановки в связи с вытеснением отбираемого пара дренажом БРОУ-2 с большим давлением. В результате больше пара поступит и совершит работу в последних ступенях ЦНД. По этой причине возрастет конденсационная выработка данного отсека, а также сохранится тепло потока дренажа БРОУ-2 в цикле исследуемого энергоблока [104].

Действующая и модернизированная технологическая схема исследуемого в настоящей работе энергоблока представлена на Рисунке 3.1, где красными штриховыми линиями отображены потоки дренажей, заведенные в конденсатор ПТУ, а зелеными сплошными линиями – описанные выше изменения.



Рисунок 3.1 – Изменение направления слива потоков дренажей в технологической схеме исследуемого энергоблока

### 3.1.2. Практические аспекты предложенной модернизации

Для находящейся в эксплуатации теплоэнергетической установки (действующий дубль-блок №5 ТЭЦ-10) предлагается оставить существующую технологическую схему, при этом параллельно включить в нее предложенные выше изменения направлений потоков дренажей. Сохранение существующей схемы позволит обеспечить эксплуатационную надежность установки в случае вывода в ремонт первой группы подогревателей низкого давления (ПНД-1, 2) при работе дубль-блока, а также аварийном останове Др.Н ПНД-1. Для реализации предложенной модернизации в технологическую схему необходимо включить новую арматуру, описание которой представлено в Таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Перечень дополнительной арматуры, необходимой для выполнения модернизации технологической схемы

Обозначение на технологической схеме дубль-блока	Тип арматуры	Описание
«1»	Запорный клапан	Дренажный поток прогревов БРОУ-2 заведен в конденсатор паротурбинной установки
«2»	Запорный клапан	Дренажный поток прогревов БРОУ-2 заведен в ПНД-1
«3»	Запорный клапан	Дренажный поток из основных эжекто- ров заведен в конденсатор паротурбин- ной установки
«4»	Запорный клапан	Дренажный поток из основных эжекто- ров заведен в ПНД-1
«5»	Запорный клапан	Дренажный поток из эжектора уплотне- ний заведен в конденсатор паротурбин- ной установки
«6»	Запорный клапан	Дренажный поток из эжектора уплотне- ний заведен в ПНД-1

# 3.1.3. Инженерно-экономические расчеты с использованием настроенной математической модели энергоблока

Результаты расчетов математической модели исследуемого энергоблока, выполненные для существующей и модернизированной технологической схемы с различными электрическими нагрузками, учитывающие сезон работы ТЭУ, отображены в Таблицах 3.4–3.7.

Таблица 3.4 – Значения расчетных параметров математической модели энергоблока для зимнего режима с электрической нагрузкой 140 МВт

Параметры, ед. измерения	Сущест- вующая схема	Дренажи эжекто- ров заве- дены в ПНД-1	Прогревы БРОУ-2 заведены в ПНД-1	Дренажи эжекторов и прогре- вы БРОУ-2 заведены в ПНД-1
Температура охлаждающей воды перед конденсатором, <sup>о</sup> С	6,0	6,0	6,0	6,0
Активная мощность ТГ, МВт	140,145	140,143	140,162	140,160
Давление пара в конденса- торе, кг/см <sup>2</sup>	0,046261	0,046258	0,046238	0,046234
Температура конденсата в конденсато, °С	30,1562	30,1549	30,1478	30,1462
Расход пара в конденсатор, кг/с	90,7697	90,8088	91,2794	91,3179
Расход пара на ПНД-1, кг/с	3,35	3,31	3,24	3,20
Электрическая мощность отсека ЦНД4, МВт	13,9049	13,9144	14,026	14,0354
Температура основного конденсата на входе в ПНД-1, °С	38,78	38,85	38,76	38,83
Продолжение таблицы 3.4

Температура основного конденсата, выходящего из ПНД-1, °С	60,38	60,45	60,48	60,55
Температура дренажа, вы- ходящего из дренажного насоса ПНД-1, °С	65,22	64,72	65,34	65,35
Расход дренажа, выходя- щего из дренажного насоса ПНД-1, кг/с	6,14	7,10	6,02	6,98
КПД энергоблока (нетто), %	33,905	33,906	33,921	33,923
Расход топлива на выработку 1кВт·ч электро- энергии, г.у.т./кВт·ч	362,35	362,34	362,18	362,16
Снижение расхода топлива на выработку 1кВт·ч элек- троэнергии, г.у.т./кВт·ч	_	0.010	0,173	0,187

Таблица 3.5 – Значения расчетных параметров математической модели энерго-

блока для зимнего режима работы с электрической нагрузкой 108 МВт

Параметры, ед. измерения	Сущест- вующая схема	Дренажи эжекто- ров заве- дены в ПНД-1	Прогревы БРОУ-2 заведены в ПНД-1	Дренажи эжекторов и прогре- вы БРОУ-2 заведены в ПНД-1
Температура охлаждающей воды перед конденсатором, <sup>о</sup> С	6,0	6,0	6,0	6,0
Активная мощность ТГ, МВт	108,00	108,00	108,00	108,00

Продолжение таблицы 3.5

Давление пара в конденса- торе, кг/см <sup>2</sup>	0,035308	0,035306	0,035283	0,035278
Температура конденсата в конденсаторе турбины, °С	25,534	25,5331	25,5224	25,5200
Расход пара в конденсатор, кг/с	70,5381	70,5827	71,0357	71,0799
Расход пара на ПНД-1, кг/с	2,39	2,36	2,28	2,24
Электрическая мощность отсека ЦНД4, МВт	10,8669	10,8775	10,9854	10,9963
Температура основного конденсата на входе в ПНД-1, °С	36,27	36,39	36,24	36,37
Температура основного конденсата, выходящего из ПНД-1, °С	56,24	56,32	56,36	56,45
Температура дренажа, вы- ходящего из дренажного насоса ПНД-1, °С	59,73	59,70	60,37	59,90
Расход дренажа, выходя- щего из дренажного насоса ПНД-1, кг/с	4,41	5,36	4,28	5,24
КПД энергоблока (нетто), %	33,776	33,778	33,797	33,799
Расход топлива на выработку 1кВт·ч электро- энергии, г.у.т./кВт·ч	363,754	363,734	363,528	363,510
Снижение расхода топлива на выработку 1кВт·ч элек- троэнергии, г.у.т./кВт·ч	_	0,020	0,226	0,244

Таблица 3.6 – Значения расчетных параметров математической модели энергоблока для летнего режима работы с электрической нагрузкой 140 МВт

Параметры, ед. измерения	Сущест- вующая схема	Дренажи эжекто- ров заве- дены в ПНД-1	Прогревы БРОУ-2 заведены в ПНД-1	Дренажи эжекторов и прогре- вы БРОУ-2 заведены в ПНД-1
Температура охлаждающей воды перед конденсатором, °C	15,00	15,00	15,00	15,00
Активная мощность ТГ, МВт	140,069	140,069	140,093	140,097
Давление пара в конденса- торе, кг/см <sup>2</sup>	0,069037	0,069040	0,068960	0,068957
Температура конденсата в конденсаторе турбины, °С	37,9053	37,9064	37,8842	37,8835
Расход пара в конденсатор, кг/с	93,1417	93,1809	93,6536	93,6944
Расход пара на ПНД-1, кг/с	2,66	2,63	2,55	2,52
Электрическая мощность отсека ЦНД4, МВт	12,1420	12,1503	12,2615	12,2706
Температура основного конденсата на входе в ПНД-1, °С	45,76	45,84	45,73	45,81
Температура основного конденсата, выходящего из ПНД-1, °С	62,53	62,59	62,62	62,68
Температура дренажа, вы- ходящего из дренажного насоса ПНД-1, °С	66,66	66,31	66,77	66,40

Продолжение таблицы 3.6

Расход дренажа, выходя- щего из дренажного насоса ПНД-1, кг/с	5,30	6,26	5,18	6,14
КПД энергоблока (нетто), %	33,162	33,163	33,177	33,178
Расход топлива на выработку 1кВт·ч электро- энергии, г.у.т./кВт·ч	370,484	370,476	370,315	370,303
Снижение расхода топлива на выработку 1кВт·ч элек- троэнергии, г.у.т./кВт·ч	-	0,008	0,169	0,181

Таблица 3.7 – Расчетные параметры для летнего режима работы энергоблока с электрической нагрузкой 108 МВт

Параметры, ед. измерения	Сущест- вующая схема	Дренажи эжекто- ров заве- дены в ПНД-1	Прогревы БРОУ-2 заведены в ПНД-1	Дренажи эжекторов и прогре- вы БРОУ-2 заведены в ПНД-1
Температура охлаждающей воды перед конденсатором, °С	15,00	15,00	15,00	15,00
Активная мощность ТГ, МВт	108,00	108,00	108,00	108,00
Давление пара в конденса- торе, кг/см <sup>2</sup>	0,057578	0,057573	0,057498	0,057492
Температура конденсата в конденсатор °C	34,6714	34,6698	34,6461	34,6441
Расход пара в конденсатор, кг/с	72,8262	72,8679	73,323	73,3646
Расход пара на ПНД-1, кг/с	1,74	1,71	1,62	1,59
Электрическая мощность отсека ЦНД4, МВт	9,2064	9,2160	9,3213	9,3310

Продолжение таблицы 3.7

Температура основного конденсата на входе в ПНД-1, °С	44,45	44,56	44,41	44,53
Температура основного конденсата на выходе из ПНД-1, °С	58,56	58,62	58,68	58,74
Расход дренажа на выходе из дренажного насоса ПНД-1, кг/с	3,62	4,58	3,50	4,46
КПД энергоблока (нетто), %	33,061	33,062	33,079	33,081
Расход топлива на выработку 1кВт·ч электро- энергии, г.у.т./кВт·ч	371,619	371,599	371,407	371,390
Снижение расхода топлива на выработку 1кВт·ч элек- троэнергии, г.у.т./кВт·ч	-	0,020	0,212	0,229

Полученные, в ходе проведенных на математической модели энергоблока оптимизационных расчетов, значения удельных расходов условного топлива для различных режимов его работы в различные периоды года представлены в Таблицах 3.8 – 3.10.

Таблица 3.8 – Показатели энергетической эффективности энергоблока при перенаправлении дренажей ОЭ и ЭУ-6

Период работы ТЭУ	Активная электрическая нагрузка на клеммах генератора, МВт	Снижение удельного расхода условного топлива на выработку электроэнергии (нетто), г.у.т./кВт·ч
Летний	108,00	0,020
Летний	140,00	0,008
Зимний	108,00	0,020
Зимний	140,00	0,010

Таблица 3.9 – Показатели энергетической эффективности энергоблока при перенаправлении прогревов БРОУ-2

Период работы ТЭУ	Активная электрическая нагрузка на клеммах генератора, МВт	Снижение удельного расхода условного топлива на выработку электроэнергии (нетто), г.у.т./кВт·ч
Летний	108,00	0,212
Летний	140,00	0,169
Зимний	108,00	0,226
Зимний	140,00	0,173

Таблица 3.10 – Показатели энергетической эффективности энергоблока при совместном перенаправлении дренажей ОЭ и ЭУ-6 и прогревов БРОУ-2

Период работы ТЭУ	Активная электрическая нагрузка на клеммах генератора, МВт	Снижение удельного расхода условного топлива на выработку электроэнергии (нетто), г.у.т./кВт·ч
Летний	108,00	0,229
Летний	140,00	0,181
Зимний	108,00	0,244
Зимний	140,00	0,187

Представленные результаты свидетельствуют о том, что изменение направления слива дренажей ОЭ, ЭУ-6 и прогревов БРОУ-2 в технологической схеме исследуемой ТЭУ будет способствовать повышению ее энергетической эффективности в рабочем диапазоне нагрузок при эксплуатации как в летний, так и в зимний периоды года – в среднем на 0,210 грамма.

# 3.1.4. Экономическая эффективность модернизации схемы слива дренажей паротурбинной установки

Список необходимого для выполнения модернизации схемы слива дренажей ПТУ оборудования, материалов [105 – 106], а также монтажные расходы [107 – 108] представлены в Приложении Г (Таблица Г.1). Следует отметить, что полная стоимость работ по реализации на практике представленных выше изменений технологической схемы исследуемой ТЭУ составляет 51287 рублей.

Технико-экономические показатели (далее – ТЭП) дубль-блока №5 за 2023 год представлены в Таблице 3.11.

Показатель	Ед. измерения	Значение
Наработка	Час	6638
Общая выработка электроэнергии	кВт∙ч	$862940 \cdot 10^3$
Продолжительность работы с электрической нагрузкой от 140 до 150 МВт	Час	3120
Расход условного топлива на отпуск элек- троэнергии	т.у.т./год	300637,5
Средняя стоимость условного топлива	руб/т.у.т	2837,96

Таблица 3.11 – ТЭП дубль-блока №5 за 2023 год

Показатели экономической эффективности представленной выше модернизации схемы слива дренажей ПТУ определены с применением методики [109]. Полученные значения представлены в Таблице 3.12.

Таблица 3.12 – Показатели экономической эффективности модернизации TC дубль-блока

Показатель	Обозначение	Ед. измерения	Значение
Снижение удельного расхода топлива	Δb	г.у.т./кВт·ч	0,210

Продолжение таблицы 3.12

Экономия топлива за год	$\Delta \mathrm{B}$	т.у.т	181,22
Экономия средств за год	ΔЭ	руб.	514295
Дополнительные капиталовложения	ΔΚ	руб.	51287
Дополнительные затраты на амортизацию	$\Delta \mathcal{U}_{a}$	руб.	4274
Экономический эффект	E <sub>H</sub>	_	9,26
Срок окупаемости	T <sub>o</sub>	Месяц	1,3

Представленные в Таблице 3.12 результаты свидетельствуют о том, что срок окупаемости модернизации схемы слива дренажей паротурбинной установки, входящей в состав энергоблока №5 ТЭЦ-10, составляет чуть более 1 месяца. При этом экономия средств за первый год эксплуатации энергоблока с модернизированной TC составит 458734 рублей с учетом капиталовложений и затрат на амортизацию [98; 100; 110 – 112].

### 3.2. Модернизация схемы основного конденсата

Схема конденсата отработавшего в турбине пара (далее – основного конденсата) для исследуемого в настоящей работе дубль-блока была спроектирована в середине XX века и остается действующей на сегодняшний день, не претерпев при этом ни каких существенных изменений. Необходимо отметить, что в процессе длительной эксплуатации аналогичных ТЭУ на электростанциях СССР в технологических схемах основного конденсата были определены проблемные элементы и связи, работа которых негативно сказывалась на эффективности и эксплуатационной надежности данного энергетического оборудования. Важно подчеркнуть, что выявленные проблемы были успешно решены путем модернизаций TC данных энергоблоков в последующие годы, но отдельные энергетические установки первых серий выпуска продолжают эксплуатироваться и в настоящее время с первоначальной схемой, не подвергшейся модернизации.

Одна из выявленных в 70-е годы прошлого века проблем приводила к увеличению расхода электроэнергии, потребляемой КЭН, входящими в ТС данных энергоблоков по причине их первоначально не в полной мере корректного выбора. Так в технологические схемы дубль-блоков первой серии проектировщиками были включены три конденсатных насоса типа 12КсВ. Данное оборудование развивало номинальную производительность чуть более 300 м<sup>3</sup>/ч при напоре 1,6 МПа, что фактически соответствовало максимальной длительной нагрузке турбины. При этом на практике была отмечена необходимость включения в параллельную работу второго конденсатного насоса при нагрузках турбины близких к номинальной. Объяснить необходимость работы двух насосов можно более высоким фактическим сопротивлением сети основного конденсата в реальных условиях эксплуатации, а также наличием постоянного расхода рециркулирующего конденсата в ТС. В результате включенными в работу были два конденсатных насоса. В таком режиме работы производительность каждого из них составляла около 50% от номинальной, что способствовало существенному перерасходу электроэнергии на СН энергоблока. По этой причине на данных энергоблоках последующих серий выпуска в технологическую схему были включены уже новые конденсатные насосы 16 КсВ. Они обеспечивали производительность порядка 450 м<sup>3</sup>/ч при напоре 1,6 МПа. А в последующие годы насосы 16КсВ активно заменялись на более новые насосы КсВ 500-150 с номинальной производительностью 500 м<sup>3</sup>/ч при напоре 1,5 МПа [101].

Следует отметить, что замена действующих конденсатных насосов 12КсВ на насосы КсВ производительностью 450 – 500 м<sup>3</sup>/ч потребует ощутимых денежных затрат. Так стоимость только одного насоса КсВ 500-150 в настоящее время составляет около одного миллиона рублей [113]. Но важно подчеркнуть, что решить проблему неэффективной работы насосов 12КсВ при работе дубль-блока с нагрузками близкими к номинальной в данном случае возможно и путем присое-

динения к TC дополнительного насоса, который будет обеспечивать функцию рециркуляции при сохранении в ней действующих конденсатных насосов.

Рециркуляция в данном случае необходима для направления конденсата к питательным насосам дубль-блока с целью уплотнения валов ПЭН в местах их выхода из корпуса с учетом конструктивных особенностей используемого типа уплотнений. Щелевые уплотнения относятся к бесконтактным уплотнениям и применяются в крупных насосах, эксплуатация которых должна быть особо надежной при длительных межремонтных периодах. Они широко распространены в питательных насосах крупных энергетических блоков. Уплотнения данного типа не являются герметичными. Выброс перемещаемой насосом жидкости в данном случае предотвращается подводом «запирающего» конденсата с необходимым давлением от стороннего источника [114; 115].

### 3.2.1. Выбор насоса уплотнений ПЭН исследуемого энергоблока

Для оптимального выбора модели нового элемента TC– насоса, подающего конденсат на уплотнения питательных насосов, необходимо определить фактические параметры рабочей среды, сети основного конденсата и уплотнений ПЭН исследуемого энергоблока. В ходе решения оптимизационной задачи определен насос 1Кс-20-110, соответствующий перечисленным выше параметрам.

Выбранный для модернизации насос является центробежным, горизонтальным, секционным, с односторонним расположением рабочих колес. Принцип его действия заключается в преобразовании механической энергии вращающегося рабочего колеса в гидравлическую энергию потока перекачиваемой им жидкости. Корпус насоса состоит из секций. В одной из них располагается всасывающий патрубок, который может быть направлен как влево, так и вправо относительно горизонтальной оси насоса. Напорный патрубок монтируется в другой секции корпуса и направлен вверх. Конструктивной особенностью данной модели насоса является возможность сборки его корпуса, при которой со стороны двигателя может располагаться как всасывающий, так и напорный патрубок. Опорные лапы насоса отлиты вместе с корпусом и расположены в его нижней части.

Уплотнение разъемов секций корпуса насоса выполнено с применением термостойкой резины. Рабочие колеса, детали уплотнения и крепежа, а также разгрузочный барабан закреплены на валу насоса. Для компенсации возникающих при работе насоса температурных напряжений между рабочим колесом последней ступени и разгрузочным барабаном предусмотрен зазор.

Рассматриваемая в настоящей работе модернизация ТС основного конденсата представлена на Рисунке 3.2. Технические характеристики насоса 1Кс-20-110 представлены в Таблице 3.13 [116; 117].

Наименование параметра	Ед. измерения	Значение
Тип конструкции насоса	_	многоступенчатые (секционные)
Область применения	_	перекачивание конденсата
Перекачиваемая среда	_	вода чистая, вода горячая, вода питательная, конденсат
Максимальная температура перекачиваемой среды	°C	155
Номинальная производительность	кг/с	6,7
Напор	м вод. ст.	112
Максимальная мощность, потребляемая насосом	кВт	13,6
КПД	%	59,0
Проектный кавитационный запас	М	1,50
Межремонтная наработка механизма	час	30000 - 35000

Таблица 3.13 – Технические характеристики насоса 1Кс-20-110



Рисунок 3.2 – Модернизация технологической схемы основного конденсата энергоблока

Помимо насоса уплотнений ПЭН 1Кс-20-110 в технологическую схему включена новая запорная арматура: задвижка на всасе насоса В-1 и задвижка на напоре – Н-2. Напорный трубопровод от насоса уплотнений предлагается соединить с действующей на сегодняшний день схемой уплотнений ПЭН в месте между задвижкой основного конденсата на фильтр уплотнений от КЭН и самим фильтром. При выполнении этого условия будет осуществляться очистка конденсата от механических примесей, что необходимо для исправной работы данного типа уплотнений и будет сохранена возможность задействовать схему подачи конденсата на уплотнения от конденсатных насосов блока.

На Рисунке 3.3 представлена напорная характеристика насоса [116]. Необходимые для нормальной работы щелевых уплотнений ПЭН значения расхода и давления конденсата входят в рабочий диапазон характеристик насоса 1Кс20-110.





С целью обеспечения необходимого кавитационного запаса выполнить монтаж насоса предлагается под конденсатосборником ТА №5. Согласно заводской инструкции насос 1Кс20-110 необходимо разместить на заранее смонтированную фундаментную плиту. Учитывая общие принципы расположения агрегатов и трубопроводов [118] определяем габаритные размеры фундамента: длина – 1,5 м, ширина – 0,55 м. Высоту фундамента принимаем равной 0,5 м, согласно [119] для насосного оборудования, монтируемого в приямках производственных помещений ТЭС. Крепление насоса к фундаменту осуществляется при помощи фундаментных болтов, установленных в предварительно подготовленные на плите колодцы. Фиксация болтов осуществляется посредством заливки их в колодцах быстросохнущим цементным раствором.

## 3.2.2. Расчет энергетических показателей работы энергоблока для действующей и модернизированной технологической схемы

С целью максимального приближения расчетных значений расходов электроэнергии конденсатными насосами дубль-блока №5 в эксплуатационном диапазоне нагрузок к фактическим, для них была применена новая модель «Насос», описывающая зависимость изменения КПД, а также напора от развиваемой производительности. Подробное описание данной математической модели представлено в Параграфе 2.6.

Предполагается, что включенный в технологическую схему дубль-блока насос 1Кс20-110 будет работать с постоянной производительностью 24 т/ч во всех эксплуатационных режимах исследуемой ТЭУ. Принимая во внимание данное обстоятельство, из напорной характеристики насоса для указанного выше расхода были определены значения развиваемого насосом напора и КПД и внесены в его математическую модель. Полученные в ходе проведенных расчетов энергетические показатели для действующей и модернизированной TC дубль-блока приведены в Таблице 3.14. Таблица 3.14 – Расчетные энергетические показатели работы дубль-блока для действующей и модернизированной технологической схемы

Параметры, ел. измерения	Активная электрическая нагрузка на зажимах генератора, МВт			
	108.0	139,0	141,0	150,0
Напор КЭН (существующая TC), МПа	1,75	1,60	1,89	1,88
Напор КЭН (модернизированная ТС – работает один конденсатный насос и насос уплотнений ПЭН), МПа	1,79	1,66	1,65	1,61
Расход конденсата на выходе из КЭН (существующая TC), кг/с	78,53	98,12	99,36	105,06
Расход конденсата на выходе из КЭН (модернизированная TC), кг/с	71,95	91,56	92,74	97,57
Расход электроэнергии на привод КЭН (существующая ТС), МВт	0 171	0.104	0,287	0,293
Расход электроэнергии на привод КЭН (модернизированная TC), МВт	0,171 0,194		0,199	0,205
КПД нетто энергоблока (существующая ТС), %	33 77	33,87	33,85	33,81
КПД нетто энергоблока (модернизированная TC), %	55,77		33,88	33,85
Удельный расход топлива (существующая ТС), г у.т./кВт ч	363.87	362,75	362,98	363,38
Удельный расход топлива (модернизированная TC), г у.т./кВт ч	505,02		362,68	362,93
Уменьшение удельного расхода топлива (нетто), г.у.т./кВт·ч	-	-	0,30	0,45

Представленные в Таблице 3.14 результаты оптимизационных расчетов ММ подтверждают наличие возможности достижения дубль-блоком №5 электрической нагрузки 150 МВт на зажимах генератора с одним включенным конденсатным насосом и добавочным насосом 1Кс-20-110. Необходимо отметить, что в данном режиме работы ТЭУ с целью исключения эксплуатационной необходимости включения второго КЭН также были переведены потоки дренажей ОЭ, ЭУ-6 и прогревов БРОУ-2 из конденсатора паровой турбины на всас дренажного насоса ПНД-1.

На Рисунке 3.4 представлена графическая зависимость расхода основного конденсата на напоре КЭН ( $G_{o\kappa}$ ) от электрической нагрузки энергоблока ( $N_2$ ).



Рисунок 3.4 – Зависимость расхода основного конденсата от электрической нагрузки энергоблока

## 3.2.3. Снижение расхода электроэнергии на собственные нужды при резервировании общестанционного коллектора впрысков

При режимах работы ТЭЦ-10 с минимальным количеством включенного в работу оборудования возникает эксплуатационная потребность в резервировании

общестанционного коллектора «Впрыск 60 ата» от ПЭН энергоблока, находящегося в резерве. Для этого собираются тепловая и электрическая схемы одного из питательных насосов резервного энергоблока и включается конденсатный насос. В данном случае большая часть конденсата через рециркуляцию сбрасывается обратно в конденсатор (по результатам проведенных замеров около двухсот тонн в час), а меньшая (около двенадцати тонн в час) – подается на уплотнение вала резервного питательного электронасоса.

Представленную в настоящей работе модернизацию TC основного конденсата энергоблока возможно использовать и для описанных выше эксплуатационных условий с целью сокращения расхода потребляемой конденсатным насосом электроэнергии. В данном случае обеспечение конденсатом щелевых уплотнений ПЭН будет обеспечено от насоса 1Кс20-110. Показатели эффективности модернизации представлены в Таблице 3.15.

Наименование	Ед. измерения	Значение
Длительность резервирования питательного насоса дубль-блока №5	Час	240
Потребляемое конденсатным насосом кол-во электроэнергии (действующая TC)	кВт/ч	146,8
Потребляемое насосом 1Кс20-110 кол-во электроэнергии	кВт/ч	8,6
Уменьшение потребляемого на СН блока кол-ва электроэнергии (для модернизированной схемы)	кВт/ч	138,2
Уменьшение потребляемого за год количества электроэнергии	кВт	33168
Стоимость 1 кВт·ч электроэнергии (из внешней сети)	руб.	1,42
Экономия денежных средств	руб.	47099

Таблица 3.15 – Показатели эффективности модернизации (по данным за 2023 год)

# 3.2.4. Экономическая эффективность модернизации схемы основного конденсата энергоблока

Список необходимого для выполнения модернизации схемы основного конденсата оборудования, материалов [120 – 121], а также монтажные расходы [107 – 108] представлены в Приложении Г (Таблица Г.2). Следует отметить, что полная стоимость работ по реализации на практике представленных выше изменений технологической схемы энергоблока №5 составляет 381498 рублей. ТЭП дубльблока №5 за 2023 год представлены в Таблице 3.11. Показатели экономической эффективности предложенной модернизации технологической схемы основного конденсата энергоблока приведены в Таблице 3.16.

Показатель	Обозначение	Ед. измерения	Значение
Снижение удельного расхода топлива	$\Delta b$	г.у.т./кВт·ч	0,375
Экономия топлива за год	$\Delta B$	т.у.т	169,650
Экономия средств (работа энергоблока с Nэл ≥140 MBт)	ΔЭ	руб.	481460
Экономия средств (резер- вирование коллектора)	ΔЭ	руб.	47099
Общая экономия средств	ΣЭ	руб.	528559
Капиталовложения	$\Delta K$	руб.	381498
Затраты на амортизацию	$\Delta H_a$	руб.	19075
Экономический эффект	E <sub>H</sub>	_	1,32
Срок окупаемости	T <sub>o</sub>	Год	0,76

Таблица 3.16 – Показатели экономической эффективности модернизации TC основного конденсата

Представленные в Таблице 3.16 результаты свидетельствуют о том, что срок окупаемости рассмотренной выше модернизации технологической схемы дубль-

блока №5 при его работе с электрической нагрузкой на зажимах генератора в диапазоне от 140 до 150 МВт продолжительностью чуть более трех тысяч часов в течение года и нахождении в резерве питательных электронасосов блока продолжительностью двести сорок часов в течение года составит около девяти месяцев [100; 122].

#### 3.3. Выводы по главе 3

Представлены технические решения по модернизации ТС исследуемого дубль-блока с целью повышения энергетической эффективности его работы посредством изменения направления потоков дренажей регенерации низкого давления и прогревов БРОУ-2 котлоагрегатов из конденсатора ПТУ в ПНД-1, а также во включении в технологическую схему исследуемого энергоблока дополнительного насоса 1Кс-20-110. На основании сравнения результатов выполненных оптимизационных расчетов для действующей и модернизированной технологической схемы энергоблока показано, что перечисленные выше способы обеспечивают экономический эффект за счет сокращения удельного расхода топлива на отпуск электроэнергии.

Необходимо отметить, что представленные в главе способы модернизации технологической схемы действующего энергоблока были рассмотрены на экспертном совете филиала ООО «Байкальская Энергетическая Компания» ТЭЦ-10. Важно учитывать, что предложенные автором технические решения являются малозатратными: при малых капиталовложениях обладают достаточно высокой экономической эффективностью. В результате от технического руководителя, главного инженера филиала, было получено положительное заключение о возможности внедрения на практике данных предложений, которое представлено в Приложении Д.

### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Разработан оригинальный подход МП-ОЭфКМТС для находящихся в эксплуатации теплоэнергетических установок. МП-ОЭфКМТС включает 3 ст-ии и основывается на математической модели ТЭУ, настроенной по результатам выполненной ИПММ. На 1-й ст-ии определяется объект для предстоящих исследований. После выбора объекта осуществляется подробный анализ существующей TC ТЭУ, завершающийся формированием списка найденных проблем. На 2-й ст-ии формулируются способы решения найденных проблем и осуществляется разработка ММ исследуемой ТЭУ с ее последующей настройкой в соответствии с УМ-ИПММ. На 3-й ст-ии в расчетную схему исследуемой установки включаются принятые изменения. Далее проводятся оптимизационные расчеты для исходного и измененного вариантов TC. Опираясь на полученные результаты расчетов осуществляется сравнение эффективности рассматриваемых решений по модернизации TC и принимается решение о реализации их на практике.

2. В рамках третьей стадии представленного методического подхода разработаны две постановки ОЗ. Первая из них предоставляет возможность определить оптимальное значения целевой функции для существующей TC исследуемой ТЭУ. Вторая – позволяет осуществить поиск оптимального значения целевой функции для модернизированной TC, включающей новое энергетическое оборудование. Сравнение полученных значений целевых функций для существующей и модернизированной TC ТЭУ, эксплуатируемой в нескольких одинаковых режимах, дает возможность выполнить оценку энергетической эффективности от рассматриваемой модернизации.

3. Построена математической модели пылеугольного дубль-блока, включающего две котельные установки ПК-24 и паротурбинную установку К-150-130 с номинальной электрической мощностью 150 МВт. Также приводятся результаты выполненной трехэтапной идентификации модели на основании замеров режимных параметров в контрольных точках технологической схемы в трех режимах работы с различными электрическими нагрузками энергоблока. При построении ММ дубль-блока был применен разработанный в ИСЭМ СО РАН программно-вычислительного комплекса СМПП-ПК.

4. Представлены технические решения по модернизации TC исследуемого дубль-блока с целью повышения энергетической эффективности его работы:

 посредством изменения направления потоков дренажей регенерации низкого давления и прогревов БРОУ-2 котлоагрегатов из конденсатора ПТУ в ПНД-1;

 посредством включения в технологическую схему исследуемого энергоблока дополнительного насоса 1Кс-20-110.

5. В ходе сравнения результатов проведенных оптимизационных расчетов для действующей и модернизированной технологической схемы энергоблока показано, что перечисленные выше способы обеспечивают экономический эффект за счет повышения энергетической эффективности исследуемой ТЭУ.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

AO «Системный оператор Единой энергетической системы» [сайт].
 [2024]. URL: https://www.so-ups.ru/functioning/ees/ups2022/ (дата обращения: 01.02.2024).

2. Statistical Review of World Energy: [сайт]. [2024]. URL: http://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html (дата обращения: 03.02.2024).

3. Ghosh, T.K. Energy Resources and Systems: Volume 1: Fundamentals and Non-Renewable Resources / T.K. Ghosh, M.A. Prelas // Springer Science + Business Media B.V. 2009. – pp. 159-279.

4. Bruce G. Miller. Coal Energy Systems // Elsevier Academic Press, 2005. – P. 526 p.

5. Петренко, И.Е. Итоги работы угольной промышленности России за 2021 год / И.Е. Петренко // Уголь. – 2022. – № 3. – С. 9-23.

6. Клер, А.М. Оптимизационные исследования энергетических установок и комплексов / А.М. Клер, Э.А. Тюрина. – Рос. акад. наук, Сиб. отд-ние, Ин-т систем энергетики им. Л.А. Мелентьева. – Новосибирск: Академическое изд-во «Гео», 2016. – 298 с.

7. Андрющенко, А.И. Оптимизация тепловых циклов и процессов ТЭС / А.И. Андрющенко, А.В. Змачинский, В.А. Понятов. –М.: Высш. шк., 1974. – 279 с.

Кафаров, В. В. Оптимизация теплообменных процессов и систем / В. В.
 Кафаров, В. П. Мешалкин, Л. В. Гурьева. – Энергоатомиздат, 1988. — 192 с.

9. Бурков, А.Г. Применение симплексного метода для оптимального распределения нагрузок между агрегатами ТЭЦ / А.Г. Бурков, И.Б. Цоколаев, В.А. Слабиков // Изв. ВУЗов. Энергетика, 1975. - №7. – С.106-110.

10. Виленский, Н.М. Рациональное распределение тепловой и электрической нагрузки между турбоагрегатами ТЭЦ. / Н.М. Виленский, Р.С. Резникова // Сб.: «Оптимизация режимов совместной работы турбинных установок ТЭЦ». АН СССР, Уральский научный центр, Институт экономики. Свердловск, 1972. – С. 78-84.

11. Шмидт, Р.А. Алгоритмы оптимизации тепловых схем ТЭЦ на ЭЦВМ методом кусочно-линейного программирования / Р.А. Шмидт, Л.А. Левин // Теплоэнергетика. – 1971. – № 5. – С. 10-14.

 Бабаян, Д.М. Методика наивыгоднейшего распределения электрических и тепловых нагрузок между турбоагрегатами ТЭЦ / Д.М. Бабаян // Изв. ВУЗов.
 Энергетика, 1970. - №7. – С. 63-68.

13. Hotes, H. Die Durchrechnung des Warmekreisprozesses von Dampfkraft mit digiralen Rechenautomaten / H. Hotes // AEG Mitteilungen, 1960, vol. 50, № 6/7, pp. 277-283.

14. Tarton, P.Y. Digital computer programmes for steam cycle analysis / P.Y. Tarton // Mechanical Power, 1961, № 10.

15. Zens, R. Ein Programm system fur die electronische Berechnung von Kreisprozessen bei Dempfturbinenanlagen / R. Zens // Siemens-Zeitschrift, 1963, № 7/8, pp. 521-527.

16. Вульман, Ф.А. Математическое моделирование тепловых схем паротурбинных установок на ЭВМ / Ф.А. Вульман, А.В. Корягин, М.З. Кривошей. – М.: Машиностроение, 1985. – 111 с.

17. Вульман, Ф.А. Применение модульного принципа для описания задач математического моделирования теплоэнергетических установок / Ф.А. Вульман, Н.С. Хорьков, Л.М. Куприянова // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. – 1978. – № 4. – С. 129-136.

Вульман, Ф.А. Тепловые расчеты на ЭВМ теплоэнергетических установок / Ф.А. Вульман, Н.С. Хорьков. – М.: Энергия, 1975. – 200 с.

19. Analysis Off-Design Perfomance and Phased Construction of Integrated-Gasification-Combined-Cycle Power Plant. Findreport for RP 2029-12, prepared by Standford University, 1987.

20. El-Masri, M. A. A Modofied, high-efficiency Gas TurbiCycle / M. A. El-Masri // ASME Journal of Engineering for Gas Turbines and Power, 1988. – № 2. – pp. 233-250.

21. El-Masri, M. A. Gascan on Interactive Code for Thermal Analysis of Gos Turbine Systems / M. A. El-Masri // ASME Journal of Engineering for Gas Turbines and Power, 1988. – vol.110. – pp. 201-207.

22. Grkovic, V. Selection of optimal extraction pressure for steam from a condensation-expraction turbine / V. Grkovic // Energy. – 1990. – Vol 15. – № 5. – pp. 459-465.

23. Takeya, k. Perforance of the Integrated Gas and steam Cycle (IGSC) for Reheat Gas Turbine / k. Takeya, H. Yasui // ASME Journal of Engineering for Gas Turbines and Power,1988. – № 2. – pp. 220-232.

24. Linhoff, B. Integration of a New Process into an Existing Site: F Case Study in the Application of Pinch Technology / B. Linhoff, F.J. Flanis // ASHE Journal of Engineering for Gas Turbines and Power, 1991. – vol. 113. April. – pp. 159-169.

25. Аракелян, Э.К. Методические подходы к оптимальному управлению режимами работы ТЭЦ со сложным составом оборудования / Э.К. Аракелян, А.В. Андрюшин, Н.А. Зройчиков и [др.] // Теплоэнергетика, 2012. – №10. – С. 12-18.

26. Макарчьян, В.А. Программный комплекс распределения нагрузок ТЭЦ со сложным составом оборудования, схемами отпуска тепла и электроэнергии / В.А. Макарчьян, А.Н. Черняев, А.В. Андрюшин и [др.] // Теплоэнергетика, 2013. – №5. – С. 71-77.

27. Мелентьев, Л.А. Оптимизация развития и управления больших систем энергетики: учеб. пособие / Л.А. Мелентьев. – 2-е изд.– М.: Высш. Школа, 1982. – 319 с.

28. Методы математического моделирования и комплексной оптимизации при неопределенности исходной информации: сб. работ / АН СССР Сиб. отд-е. Сиб. энерг. инст. Под ред. Попырина Л.С. – Иркутск: Вост-Сиб. изд-во, 1977. – 192 с.

29. Методы математического моделирования и оптимизации теплоэнергетических установок. Под ред. Г.Б. Левенталя и Л.С. Попырина. М.: Наука, 1972. – 223 с.

 30. Попырин Л.С. Автоматизация математического моделирования теплоэнергетических установок / Л.С. Попырин, В.И. Самусев, В.В. Эпельштейн. – М.: Наука, 1981. – 236 с.

31. Клер, А.М. Математическое и программное обеспечение алгоритма коррекции измеряемых параметров для расчета технико-экономических показателей на ТЭЦ / А.М. Клер, Н.П. Деканова, С.К. Скрипкин // Новосибирск: Наука. Сиб. издат. фирма РАН, 1997. – 120 с.

32. Клер, А.М. Сочетание формальных и неформальных методов при принятии решений / А.М. Клер, Ю.В. Наумов // Системы автоматического обучения и проектирования. Межвузовский сборник научных трудов. – Иваново: Ивановский энергетический институт, 1989. – С. 51-57.

33. Клер, А.М. Оптимизация режимных параметров при проектировании теплосиловой части ТЭЦ / А.М. Клер, В.И. Самусев // Методы комплексной оптимизации энергетических установок. – Иркутск. – 1977. – С. 59-73.

34. Клер, А.М. Автоматизация построения статических и динамических моделей теплоэнергетических установок / А.М. Клер, С.К. Скрипкин, Н.П. Деканова // Известия РАН. Энергетика. – 1996. – №3. – С. 78-84.

35. Kler, A.M. A system for Computer-Based Creation of Static and Dynamic Mathematical Models of Thermal Power Plants / A.M. Kler, V.A. Mai, S.K. Skripkin // Expert System and Computer Simulation in Energy Engineering. – Erlangen, Germany. – 1992. – pp. 221-243.

36. Деканова, Н.П. Оптимизация теплоэнергетических установок при неопределенности экономической информации / Н.П. Деканова, А.М. Клер // Методы оптимизации теплоэнергетических установок с учетом неопределенности исходной информации. – М.: ЭНИН. – 1987. – С. 29-39.

37. Эффективные методы схемно-параметрической оптимизации сложных теплоэнергетических установок: разработка и применение / Под. ред. А.М. Клера;

Рос. акад. наук, Сиб. отд-ние, Ин-т систем энергетики им. Л.А. Мелентьева. – Новосибирск: Академическое изд-во «Гео», 2018. – 145 с.

38. Деканова, Н.П. Проблемы оптимизации при исследовании теплоэнергетических установок / Н.П. Деканова, А.М. Клер // Приближенные методы анализа и их приложения. – Иркутск: СЭИ СО АН СССР. – 1989. – С. 22-43.

39. Деканова, Н.П. Оптимизация парогазовых установок на стадии технического проектирования / Н.П. Деканова, А.М. Клер, Т.П. Щеголева // Комплексные исследования энергетических установок и систем. – М: ЭНИН. – 1989. – С. 81-91.

40. Voropai, N.I. Hierarchical Modeling of Energy Systems. Chapter 7 – Hierarchy of mathematical modeling and optimization problems of advanced cogeneration systems and fuel coproduction power generation systems / N.I. Voropai, V.A. Stennikov // Elsevier. Chapter 7. – 2023. – pp. 457-502.

41. Kler, A.M. Determination of the best modes of the electric power system containing thermal and hydro power plants using the method of stepped optimization / A.M. Kler, P.V. Zharkov, N.O. Epishkin, E.L. Stepanova, D.N. Karamov // ESR-2023 International Conference "Energy Systems Research" (Irkutsk, Russia, September 11-15, 2023). E3S Web of Conference. – 2023. – P. 11.

42. Математическое моделирование и оптимизация в задачах оперативного управления тепловыми электростанциями / А.М. Клер, Н.П. Деканова, С.К. Скрипкин и [др.]. – Новосибирск: Наука. Сиб. предприятие РАН, 1997. – 120 с.

43. Теплосиловые системы: Оптимизационные исследования / А.М. Клер, Н.П. Деканова, Э.А. Тюрина, З.Р. Корнеева. – Новосибирск: Наука, 2005. – 236 с.

44. Клер, А.М. Оптимизация режимов работы ТЭЦ с использованием быстродействующих математических моделей теплофикационных паровых турбин / А.М. Клер, А.С. Максимов, Е.Л. Степанова // Теплофизика и аэромеханика. – 2006. – Т.13. – №1. – С. 159-167.

45. Клер, А.М. Оптимизация режимов работы ТЭЦ с учетом реального состояния основного оборудования / А.М. Клер, А.С. Максимов, Е.Л. Степанова, П.В. Жарков и [др.] // М.: Теплоэнергетика. – 2009. – № 6. – С. 53-57. 46. Клер, А.М. Оптимизация состава включенного оборудования тепловых электрических станций / А.М. Клер, А.В. Чалбышев // Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири: Материалы Всероссийской научно-практической конф. с междунар. уч. – Иркутск: Изд. ИрГТУ. – 2012. – С. 183-187.

47. Dekanova, N.P. Mathematical modeling and study of integrated gasification – combined – cycle power plants / N.P. Dekanova, A.M. Kler, L.F. Moskalenko, T.P. Shchegoleva // Proc. of the Int. Forum «Mathematical modeling and computer simulation in energy engineering». – London, Sarajevo: Tayler and Francis. – 1989. – pp. 210-216.

48. Ноздренко, Г.В. Алгоритмическое и программное обеспечение задачи распределения нагрузки между энергоустановками ТЭЦ / Г.В. Ноздренко, Е.Б. Корытный, О.П. Алексеенко // Экономичность и оптимизация режимов энергосистем: Межвуз. сб. науч. трудов. – Новосибирск: НЭТИ. – 1984. – С. 75-84.

49. Ноздренко, Г.В. Оптимизация внутристанционных режимов ТЭЦ в системе АСУ ТП / Г.В. Ноздренко, Ю.В. Овчинникова // Задачи и методы управления ЭС: Сб. трудов – Новосибирск. – 1982. – С. 21-27.

50. Ноздренко, Г.В. Согласование энергобалансов для уточнения исходной информации по ТЭУ / Г.В. Ноздренко, Ю.В. Овчинникова, И.М. Алтухов // Управление режимами и развитием ЭС в условиях АСУ: Сб. трудов – Новосибирск, 1980. – С. 151-159.

51. Крохин, Г.Д. Диагностика состояния энергоустановок ТЭС (постановка экспериментов). / Г.Д. Крохин, М.Я. Супруненко // Труды третьей международной научно-технической конференции: "Актуальные проблемы электронного приборостроения АПЭП-96". – Т.5. – С. 105-111.

52. Клер, А.М. Численные методы диагностики оборудования ТЭС /
 А.М. Клер, Н.П. Деканова, А.В. Михеев // Теплофизика и аэромеханика, 2000. Т.7. – №3. – С. 443-450.

53. Деканова, Н.П. Проблемы оптимизации при исследовании теплоэнергетических установок / Н.П. Деканова, А.М. Клер // Приближенные методы анализа и их приложения. – Иркутск: СЭИ СО АН СССР. – 1989. – С. 22-43.

54. Теплосиловые системы: Оптимизационные исследования / А.М. Клер, Н.П. Деканова, Э.А. Тюрина, З.Р. Корнеева. – Новосибирск: Наука, 2005. – 236 с.

55. Клер, А.М. Методика построения быстродействующих математических моделей турбин для задач оперативной оптимизации режимов работы ТЭЦ / А.М. Клер, А.С. Максимов, Е.Л. Степанова // Энергосистемы, электростанции и их агрегаты: сб. науч. трудов; под ред. акад. РАН В.Е. Накорякова. – Новосибирск: Изд-во НГТУ. – 2005. – Вып. 9 – С. 85-99.

56. Клер, А.М. Оптимизация режимов работы ТЭЦ с учетом реального состояния основного оборудования / А.М. Клер, А.С. Максимов, Е.Л. Степанова, П.В. Жарков и [др.] // М.: Теплоэнергетика. – 2009. – № 6. – С. 53-57.

57. Kler, A. M. An improved technique for identification of mathematical model parameters of thermal power equipment and assessment of its performance / A. M. Kler, V. E. Alekseiuk, A. S. Maksimov // International Conference of Young Scientists "Energy Systems Research 2019". – E3S Web Conf. – 2019. – Vol. 114.

58. Клер, А.М. Повышение точности идентификации параметров математических моделей существующего теплоэнергетического оборудования / А.М. Клер, В.Э. Алексеюк // Научный вестник НГТУ. – 2019. – № 3 (76). – С. 57–76.

59. Клер, А.М. Эффективная методика настройки математических моделей теплоэнергетического оборудования на его фактическое состояние / А.М. Клер, В.Э. Алексеюк // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Электротехника, информационные технологии, системы управления. – 2019. – № 31. – С. 136–159.

60. Алексеюк, В.Э. Усовершенствованная методика идентификации математических моделей теплоэнергетического оборудования / В.Э. Алексеюк, А.С. Максимов, П.Г. Сафронов // Вестник Иркутского государственного технического университета. – 2019. – №23 (3). – С. 503-515. 61. Alekseiuk, V. E. «Improving the Efficiency of the Three-Stage Technique of Mathematical Model Identification of Complex Thermal Power Equipment» / V. E. Alekseiuk // ENERGY-21 – Sustainable Development & Smart Management. – 2020. – Vol. 209.

62. Баринберг, Г.Д. Влияние параметров свежего пара, промежуточного перегрева и единичной мощности на экономичность теплофикационной турбины / Г.Д. Баринберг, Е.И. Бененсон // Сб. Опыт создания турбин и дизелей. – Свердловск.: Среде-Уральское кн. изд-во. – 1969.

63. Баринберг, Г.Д. Эффективность повышения параметров пара мощных теплофикационных турбин / Г.Д. Баринберг // М.: Теплоэнергетика. – 2000. – № 11. – С. 10-13.

64. Muhlhauser, H. Heizdampfturbinen in Kernkraftwerken / H. Muhlhauser // Brown Boveri Mitteilungen. – 1978. – №3. – pp. 193-196.

65. Трухний, А.Д. Пути совершенствования отечественных паротурбинных установок и целесообразность создания энергоблока на сверхвысокие параметры пара / А.Д. Трухний, А.Г. Костюк, Б.М. Трояновский // М.: Теплоэнергетика. – 1997. – №1. – С. 2–8.

66. Трояновский, Б.М. Энергетические паровые турбины (новые и модернизируемые агрегаты) / Б.М. Трояновский // Теплоэнергетика. – 1991. – №11. – С. 2-16.

67. Mimuro, H. Design and operational experience of ultra supercritical turbine for Kawagoe power station / H. Mimuro, T. Sugiura, H. Watanable // The thermal and nuclear power.  $-1990. - N_{2}5. - P. 45.$ 

68. Меркулов, В.А. Влияние работы конденсационных устройств на эффективность турбоустановок в зависимости от загрузки электростанции / В.А. Меркулов, Е.М. Марченко // Тез. Докладов 1Х МНТК «Радиоэлектроника, электротехника, энергетика». – Москва. – 2003. – Том 3. – С. 145-156.

69. Гуторов, В.Ф. Пути повышения экономичности паротурбинных установок ТЭЦ / В.Ф. Гуторов, Л.Л. Симою, Е.И. Эфрос // М.: Теплоэнергетика. – 2001. – №6 – С. 32-37.

70. Симою, Л.Л. Повышение экономичности теплофикационных турбин с двухпоточным ЦНД / Л.Л. Симою, В.Ф. Гуторов, Е.И. Эфрос // М.: Теплоэнергетика. – 2000. – №11. – С. 14-17.

71. Гуторов, В.Ф. Направления повышения эффективности работы теплофикационных турбин / В.Ф. Гуторов, Л.Л. Симою, Е.И. Эфрос // М.: Теплоэнергетика. – 2000. – №12. – С. 29-34.

72. Меркулов, В.А. Изменение системы охлаждения основных эжекторов турбины / В.А. Меркулов, Е.М. Марченко // Тез. Докладов 1Х МНТК «Радиоэлектроника, электротехника, энергетика». – Москва. – 2003. – Том 3. – 147 с.

73. Мошкарин, А.В. Тепловая эффективность реализации технических предложений ЦКТИ по реконструкции ПНД 1, модернизации схемы слива дренажа из ПНД 1 и схемы включения сальникового подогревателя / А.В. Мошкарин, В.В. Великороссов // Труды ИГЭУ. –Иваново. – вып.3. – 1999. – С. 47-49.

74. Лазарев, Г.Б. Управление эффективностью механизмов собственных нужд ТЭС / Г.Б. Лазарев // Энергия единой сети. – 2012. – №5(5). – С. 58-67.

75. Костенко, Д.А. Регулируемые приводы: возможности, затраты, эффективность / Д.А. Костенко, В.Б. Иванов // ТЭК. – 2008. – № 4. – С. 30-33.

76. Alas, P. Electro Compression a Challenging Alternative: How and Why to Choose a Gas Turbine or an Electric Motor to Drive a Centrifugal Compressor / P. Alas, E. Noulette // Proceedings of ASME Turbo Expo 2013: Turbine Technical Conference GT 2013, June 3–7, 2013, San Antonio, Texas, USA. – ASME International. – 2013. – P. 9.

77. Кирюхин, В.И. Паровые турбины малой мощности КТЗ / В.И. Кирюхин, Н.М. Тараненко, Е.П. Огурцова [и др.]. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 216 с.

78. Сухарев, В.А. Экономические показатели использования турбопривода питательного насоса / В.А. Сухарев // Тезисы докладов [Электронный ресурс] URL: http://rudocs.exdat.com/docs/index-435756.html (дата обращения: 08.02.2023).

79. Гринман, М.И. Новый турбопривод питательных насосов ТЭЦ / М.И. Гринман // Новости теплоснабжения. – 2010. – № 5.

80. Горунович, С.Б. Эффективность мини-турбин для привода механизмов
 ТЭЦ с поперечными связями / С.Б. Горунович // Новости теплоснабжения. – 2015.
 – № 4 (176).

81. Салов, А.Г. Комплексный анализ энергоэффективности вспомогательного оборудования ТЭЦ / А.Г. Салов, А.А. Гаврилова // Промышленная энергетика. – 2011. – № 12. – С. 31-34.

82. Гаврилова, А.А. Системный анализ режимов работы вспомогательного оборудования теплоэлектроцентралей, оценка эффективности применения регулируемого привода / А.А. Гаврилова // Известия высших учебных заведений. Северо-Кавказский регион. Технические науки. – 2011. – № 6 (164). – С. 68-70.

83. Almeida, A.T. Technical and economical considerations in the application of variable-speed drives with electric motor systems / A.T. Almeida, F.J.T.E. Ferreira, D. Both // IEEE Transactions on Industry Applications. – 2005. Vol. 41. Issue 1.

84. Energy Efficiency Improvements in Electric Motors and Drives / A.de Almeida (ed.). – Springer. – 1997. – pp. 1-18.

85. Нажимова, А.М. Энергоресурсосбережение в системе собственных нужд теплоэлектростанции / А.М. Нажимова, А.Х. Хабибулина // Электротехнические системы и комплексы. – 2013. – №21. – С. 293-297.

86. Ситас, В.И. Гидромуфта Фойт — конкурентоспособный регулируемый привод для энергетики / В. И. Ситас, А. Пешк, М. Рихтер // Энергетик. – 2005. – № 2. – С. 45.

87. Иванов, В. Б. К вопросу о сравнительной эффективности механотронного и частотно-регулируемого приводов / В. Б. Иванов, М. Рихтер, В. И. Ситас // Восточно-Европейский журнал передовых технологий. – 2012. – № 3/10(57). – С. 32–35.

88. Костенко, Д.А. Перекачка газа должна быть экономной / Д.А. Костенко,
В.Б. Иванов // ТЭК. – 2007. – № 6. – С. 114-117.

89. Ivanov, V.B. Evaluation of the hydraulic clutches introduction for centrifugal pumps productivity control. V.B. Ivanov, V.I. Sitas, M. Rihter // Technology audit and production reserves. -2015.  $- N_{2} 4/1(24)$ .

90. Сизов, Р.Р. Снижение удельного расхода электроэнергии на собственные нужды энергоблока ст.№8 Заинской ГРЭС / Р.Р. Сизов // Вестник Казанского государственной энергетического университета. 2015. №3(27). – С. 129-131.

91. Камарова, С.Н. Повышение эффективности системы пылеприготовительной установки АО "АрселорМиттал Темиртау" ТЭЦ-2 г. Темиртау / С.Н. Камарова, О.Н. Онищенко, С.К. Абильдинова, В.Л. Исаев // Труды университета. – 2022. – № 2(87). – С. 297-301.

92. О проведении отборов проектов модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций: постановление правительства Российской Федерации от 25 января 2019г. №43 // Официальный интернет-портал правительства Российской Федерации – URL: http://government.ru/docs/35546 (дата обращения: 20.02.2024).

93. Клер, А.М. Подход к оценке эффективности комплексной модернизации технологических схем действующих теплоэнергетических установок на основе методов математического моделирования и оптимизации / А.М. Клер, Ф.В. Забу-га, В.Э. Алексеюк // Информационные и математические технологии в науке и управлении. – 2024. – №1(33). – С. 50-65.

94. Тепловой расчет котлов (Нормативный метод) / Издание 3-е, переработанное и дополненное. СПб.: Издательство НПО ЦКТИ. – 1998. — 256 с.

95. Гидравлический расчет котельных агрегатов (Нормативный метод) / О.М. Балдина, В.А. Локшин, Д.Ф. Петерсон [и др.]. – М.: Энергия, 1978. – 256 с.

96. Аэродинамический расчет котельных установок (нормативный метод) / Под ред. С.И. Мочана. – Изд. 3-е. Л., Энергия, 1977. – 256 с.

97. Сахаров, А.М. Методические указания по тепловым испытаниям паровых турбин (методические указания) / А.М. Сахаров, М.Г. Теплицкий. – «Союзтехэнерго», 1984. – 101 с.

98. Забуга, Ф. В. Исследования на основе математического моделирования энергоблока № 5 ТЭЦ-10 ООО "Байкальская Энергетическая Компания" для оценки эффективности его модернизации / Ф. В. Забуга, В. Э. Алексеюк // Вест-

ник Иркутского государственного технического университета. - 2021. - Т. 25, № 2(157). - С. 183-195.

99. Zabuga, F.V. Research based on mathematical modeling of CHP-10 power unit No 5 "Baikal Energy Company" LLC to assess the efficiency of its modernization / F.V. Zabuga, V.E. Alekseiuk - DOI: 10.1051/e3sconf/202128902002. // E3S Web Conf., International Conference of Young Scientists "Energy Systems Research 2021". - 2021. Vol. 289.

100. Забуга, Ф.В. Оценка модернизации схемы основного конденсата энергоблока №5 ТЭЦ-10 с применением его настроенной математической модели / Ф.
В. Забуга, В. Э. Алексеюк // iPolytech Journal. - 2022. Т. 26, №3. – С. 426-438.

101. Соболев, С.П. Паровая турбина К-160-130 ХТГЗ / С.П. Соболев. – М: «Энергия», 1980 – 192 с.

102. Производственная инструкция по эксплуатации паровой турбины К-160-130 / КТЦ ТЭЦ-10 ООО «БЭК», 2021. – 137 с.

103. Дерцакян, А.К. Справочник по проектированию магистральных трубопроводов / А.К. Дерцакян // Ленинград, 1977. – 520 с.

104. Бродов, Ю.М. Теплообменники энергетических установок / Ю.М. Бродов // Екатеринбург: Сократ. – 2003. – 966 с.

105. Группа компаний МеталлЭнергоХолдинг в Иркутске [сайт]. [2024]. URL: http://www.metalloprokat-38.ru (дата обращения: 11.03.2024).

106. Компенсационное оборудование и трубопроводная арматура в Новосибирске [сайт]. [2024]. URL: https://www.apk-nsk.ru (дата обращения: 12.03.2024).

107. Базовые цены на работы по ремонту энергетического оборудования, адекватные условиям функционирования конкурентного рынка услуг по ремонту и техперевооружению / А.В. Гондарь, Ю.В. Трофимов, Б.И. Шар, О.Б. Осипов. – ОАО «Центральное конструкторское бюро Энергоремонт». – Москва, 2006.

108. РД 153-34.1-20.607-2002 «Методические указания по формированию смет и калькуляций на ремонт энергооборудования» / Ю.В. Трофимов, Б.И. Шар. – ОАО «Центральное конструкторское бюро Энергоремонт». –Москва, 2002.

109. Ведрученко, В.Р. Выбор критерия оценки эффективности разработки и реконструкции тепловых схем энергетической установки / В.Р. Ведрученко, Н.В. Жданов, М.В. Кульков // Вестник Сибирской государственной автомобильнодорожной академии. 2008. №1(7). – С. 60-64.

110. Забуга, Ф.В. Использование математической модели паровой турбины К-160-130 для модернизации ее технологической схемы / Ф.В. Забуга // Системные исследования в энергетике: Труды молодых ученых ИСЭМ СО РАН. – 2017. – Выпуск 47. – С. 56-61.

111. Забуга, Ф.В. Использование математической модели действующего энергоблока для модернизации его технологической схемы / Ф.В. Забуга // Системные исследования в энергетике: Труды молодых ученых ИСЭМ СО РАН. – 2018. – Выпуск 48. – С. 51-56.

112. Забуга, Ф.В. Оценка энергетической эффективности модернизации схемы энергоблока № 5 ТЭЦ-10 ООО "Байкальская энергетическая компания" с применением его настроенной математической модели / Ф. В. Забуга, В. Э. Алексеюк // Оперативное управление в электроэнергетике: подготовка персонала и поддержание его квалификации. – 2022. – № 3. – С. 15-22.

113. Насос КсВ 500-150-1-С, цена в Екатеринбурге от компании Аквапрофит [сайт]. [2024]. URL: https://akvaprofit.pulscen.ru/goods/15982060-nasos\_xv\_500\_ 150\_1\_s (дата обращения: 13.03.2024).

114. Зимницкий, В.А. Лопастные насосы: справочник / В.А. Зимницкий, В.А. Умов. – Л: Машиностроение. Ленингр. отд-ние, 1986. – 334 с.

115. Черкасский, В.М. Насосы, вентиляторы, компрессоры: учебник для теплоэнергетических специальностей вузов / В.М. Черкасский. – М: Энергоатомиздат, 1984. – 416 с.

116. Насосы центробежные конденсатные типа 1Кс и агрегаты электронасосные на их основе. Руководство по эксплуатации. – Н49.897.00.00.000 РЭ. – ОАО «Ливгидромаш».

117. ГМС ЛИВГИДРОМАШ Насосы и оборудование. Производство и продажа. Насосы 1Кс-20-110 конденсатные [сайт]. URL: https://www.hmslivgidromash.ru/catalog/nasosy/1ks/1ks\_20\_110\_model\_35737.html (дата обращения: 14.03.2024).

118. Карелин, В.Я. Насосы и насосные станции / В.Я. Карелин, А.В. Минаев. – 2 изд., перераб. и доп. – М.: Стройиздат, 1986. – 320 с.

119. РД 34.41.204 Инструкция по монтажу электронасосов тепловых электростанций. – М: Информэнерго, 1974. – 62 с.

120. ООО «ЛенЭлектроМаш» Купить 1Кс-20-110 – цена на конденсатные насосы типа 1Кс в г. Санкт-Петербург [сайт]. URL: http://lemspb.ru/kondensatnye-tipa-1ks/1ks20-110/ (дата обращения: 14.03.2024).

121. Компания ПКФ «Айсберг АС» металлопрокат в ассортименте [сайт]. URL: https://metall-38.ru/ (дата обращения: 15.03.2024).

122. Забуга, Ф.В. Модернизация схемы основного конденсата энергоблока №5 ТЭЦ-10 с использованием настроенной математической модели / Ф. В. Забуга, В. Э. Алексеюк // Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири: Материалы Всероссийской научно-практической конференции с международным участием, Иркутск, 19–22 апреля 2022 года. Том 2. – Иркутск: Иркутский национальный исследовательский технический университет. – 2022. – С. 132-137.

#### Приложение А

## Описание трехэтапной методики идентификации параметров математической модели ТЭУ

На первом этапе решения задачи идентификации предлагается выявлять и исключать из дальнейшего расчета неточные замеры контрольных параметров, которые находятся далеко за пределами заявленной точности средств измерений, использованных во время испытаний оборудования или снятия показаний. Для выявления таких замеров необходимо решить для каждого режима работы задачу на минимум модуля максимальной относительной невязки для всех замеренных и рассчитанных на модели параметров. Относительная невязка замеряемых контрольных параметров – это разница между рассчитанным на математической модели значением контрольного параметра и значением, замеренным на реальном оборудовании при его испытании, отнесенная к среднеквадратичному отклонению значения датчика, используемого для получения данного замера. При этом настраиваемые коэффициенты моделей фиксируются на некотором значении, которое априори считается наиболее вероятным. Необходимость данного этапа для решаемой задачи модернизации существующих и длительно работающих установок обусловлена тем, что в данных установках достаточно часто встречаются измерительные системы, реальная точность которых гораздо ниже паспортной.

При рассмотрении задачи идентификации параметров математических моделей ТЭУ выделяются следующие векторы параметров:

*x*<sub>3</sub> – вектор параметров, замеряемых на исследуемой установке и являющихся информационно-входными (задаваемыми) для математической модели;

*y*<sub>3</sub> – вектор параметров, замеряемых на установке и являющиеся информационновыходными (вычисляемыми) для математической модели;

*x<sub>н</sub>* – вектор режимных параметров, которые не замеряются на реальной установке, но являются информационно-входными (задаваемыми) для модели;

*θ* – вектор настраиваемых коэффициентов математической модели.
Математическая постановка первого этапа идентификации параметров математической модели ТЭУ в общем виде может быть представлена следующим образом:

$$\min_{x_{\rm H}, x_{\rm 3}, \psi} \psi, \tag{A.1}$$

при условиях:

$$H(y_3, x_H, x_3, \theta, D) = 0,$$
 (A.2)

$$G(y_3, x_{\rm H}, x_3, \theta, D) \ge 0, \tag{A.3}$$

$$x_{3m} - \psi \cdot \sigma_{xm} \le \overline{x_{3m}} \le x_{3m} + \psi \cdot \sigma_{xm}, \tag{A.4}$$

$$y_{3n} - \psi \cdot \sigma_{yn} \le \overline{y_{3n}} \le y_{3n} + \psi \cdot \sigma_{yn}, \tag{A.5}$$

$$\sigma_{x m} = \frac{(S_{x m} \cdot \alpha_{x m})}{(100 \cdot 3)}, \tag{A.6}$$

$$\sigma_{y\,n} = \frac{(S_{y\,n} \cdot \alpha_{y\,n})}{100 \cdot 3},\tag{A.7}$$

$$x_{\mathrm{H}\,p}^{\min} \leq x_{\mathrm{H}\,p} \leq x_{\mathrm{H}\,p}^{\max} , \qquad (A.8)$$

$$x_{3m}^{min} \le x_{3m} \le x_{3m}^{max},$$
 (A.9)

$$m = 1, \dots, B, \tag{A.10}$$

$$n = 1, \dots, C, \tag{A.11}$$

$$p = 1, \dots, E, \tag{A.12}$$

$$\psi > 0, \tag{A.13}$$

где *H* – вектор-функций ограничений-равенств, включающий в себя все уравнения математической модели ТЭУ и входящих в ее состав элементов расчетной схемы установки;

*G* – вектор-функций ограничений-неравенств, учитывающий физические и режимные ограничения на работу реального оборудования;

 $\psi$  – дополнительный оптимизируемый параметр, в оптимальной точке соответствующий модулю максимального относительного отклонения замеряемых параметров в одном рассматриваемом режиме работы установки (с верхней чертой – вектор параметров, полученных путем их измерения на установке, без верхней черты – вектор параметров, определяемых с помощью математической модели установки);

D – вектор прочих исходных данных;

B – количество замеряемых параметров  $x_3$ ;

C – количество замеряемых параметров  $y_3$ ;

E – количество не замеряемых параметров  $x_{\mu}$ 

 $\sigma_{x}$ ,  $\sigma_{y}$  – векторы среднеквадратичных отклонений векторов замеряемых параметров  $x_{3}$  и  $y_{3}$  соответственно;

 $S_x$ ,  $S_y$  – векторы, содержащие верхние пределы измерения соответствующих датчиков, используемых для получения векторов замеров  $x_3$  и  $y_3$  соответственно;

 $\alpha_x$ ,  $\alpha_y$  – векторы, содержащие классы точности соответствующих датчиков, используемых для получения векторов замеров  $x_3$  и  $y_3$  соответственно.

На втором этапе методики идентификации математическая модель исследуемой установки проверяется на наличие ошибок моделирования и устранения оставшихся грубых погрешностей измерений. Постановка оптимизационной задачи подобна задаче, выполняемой на первом этапе, за исключением того, что она решается для всех рассматриваемых режимов совместно.

Целевой функцией оптимизационной задачи является дополнительный оптимизируемый параметр  $\psi$ , в оптимальной точке соответствующий модулю максимального относительного отклонения замеряемых параметров во всех рассматриваемых режимов работы исследуемой энергоустановки совместно. Постановка оптимизационной задачи имеет следующий вид.

$$\min_{x_{\rm H}^r, x_{\rm S}^r, \theta, \psi} \psi, \tag{A.14}$$

$$H(y_{3}^{r}, x_{H}^{r}, x_{3}^{r}, \theta, D^{r}) = 0, \qquad (A.15)$$

$$G(y_3^r, x_H^r, x_3^r, \theta, D^r) \ge 0,$$
 (A.16)

$$x_{3m}^r - \psi \cdot \sigma_{xm} \le \overline{x_{3m}^r} \le x_{3m}^r + \psi \cdot \sigma_{xm}, \tag{A.17}$$

$$y_{3n}^r - \psi \cdot \sigma_{yn} \le \overline{y_{3n}^r} \le y_{3n}^r + \psi \cdot \sigma_{yn}, \tag{A.18}$$

$$\left(x_{\mathrm{H}\,p}^{r}\right)^{\min} \leq x_{\mathrm{H}\,p}^{r} \leq \left(x_{\mathrm{H}\,p}^{r}\right)^{\max},\tag{A.19}$$

$$(x_{3m}^r)^{min} \le x_{3m}^r \le (x_{3m}^r)^{max},$$
(A.20)

$$r = 1, \dots, F, \tag{A.21}$$

$$\psi > 0, \tag{A.22}$$

где обозначения векторов и переменных те же, что и в выражениях (A.1 – A.13); F – количество установившихся режимов работы исследуемой установки, участвующих в оптимизационном расчете.

В данной методике используется так называемое правило "трех сигм", так как доверительная вероятность в данном случае равняется 0,997. Это позволяет с достаточным основанием утверждать, что все возможные случайные погрешности измерения, распределенные по нормальному закону распределения погрешностей, практически не превышают по абсолютному значению трех сигм (среднеквадратичных отклонений). Если были успешно устранены все замеры с грубыми погрешностями измерений и математическая модель адекватно рассчитывает процессы, происходящие в элементах исследуемой установки, то значение коэффициента  $\psi$  будет принимать значение близкое к значению 3,0, и все существующие невязки контрольных параметров можно объяснить погрешностью датчиков. Система уравнений на втором этапе идентификации в подавляющем большинстве

случаев будет переопределенной в силу использования в оптимизационном расчете замеряемых параметров из нескольких режимов работы энергоустановки.

Третий этап идентификации необходим для того, чтобы минимизировать сумму модулей всех относительных погрешностей, не выходя за пределы их максимальных значений, которые были определены на втором этапе. Важно подчеркнуть, что значение максимальной относительной невязки контрольных параметров  $\psi$ , полученной на втором этапе расчетов, фиксируется и вводится как константа в выражения для ограничений-неравенств замеряемых контрольных параметров. Это необходимо для того, чтобы исключить увеличение максимальной невязки при решении оптимизационной задачи третьего этапа идентификации параметров математической модели исследуемой установки.

Постановка оптимизационной задачи третьего этапа идентификации основана на методе взвешенных наименьших модулей, в которой в качестве целевой функции используется сумма дополнительных оптимизируемых параметров  $\psi_{j}^{i}$ ,  $\psi_{k}^{i}$ , которая в оптимальной точке решения задачи соответствует минимальной сумме модулей относительных отклонений замеряемых параметров. С учетом вышеизложенного подхода математическая задача третьего этапа идентификации принимает следующий вид:

$$\min_{x_{H}^{r}, x_{3}^{r}, \theta, \psi^{r}} \sum_{r=1}^{F} [\sum_{m=1}^{B} (\psi_{m}^{r}) + \sum_{n=1}^{C} (\psi_{n}^{r})], \qquad (A.23)$$

при условиях:

$$H(y_{3}^{r}, x_{H}^{r}, x_{3}^{r}, \theta, D^{r}) = 0, \qquad (A.24)$$

$$G(y_3^r, x_H^r, x_3^r, \theta, D^r) \ge 0,$$
 (A.25)

$$x_{3m}^r - \psi_m^r \cdot \sigma_{xm} \le \overline{x_{3m}^r} \le x_{3m}^r + \psi_m^r \cdot \sigma_{xm}, \qquad (A.26)$$

$$y_{3n}^r - \psi_n^r \cdot \sigma_{yn} \le \overline{y_{3n}^r} \le y_{3n}^r + \psi_n^r \cdot \sigma_{yn}, \tag{A.27}$$

 $0 \le \psi_m^r \le (\psi_m^r)^{max}, \qquad (A.28)$ 

$$0 \le \psi_n^r \le (\psi_n^r)^{max}, \tag{A.29}$$

где обозначения векторов и переменных те же, что и в выражениях (A.1 – A.22);  $\psi_m^r$ ,  $\psi_n^r$  – векторы дополнительных оптимизируемых параметров оптимизационной задачи.

Таким образом, в результате успешного решения оптимизационной задачи на третьем этапе идентификации определяются окончательные значения настраиваемых коэффициентов математической модели ТЭУ и значения незамеряемых режимных параметров, характеризующих соответствующие режимы работы исследуемой установки. После завершения идентификации значения настраиваемых коэффициентов математической модели фиксируются и не подлежат дальнейшим изменениям, а математическая модель считается настроенной с учетом текущего состояния исследуемой установки. Следует подчеркнуть, что все этапы идентификации решаются строго последовательно и учитывают изменения в математической модели, внесенные на предыдущих этапах. При этом число режимов работы энергоустановки, рассматриваемых на втором и третьем этапах, зависит от числа параметров, замеряемых в одном режиме. Чем меньше эта величина, тем больше режимов следует рассмотреть. В качестве общей рекомендации здесь может быть принято условие, чтобы суммарное число замеряемых параметров во всех режимах было существенно больше числа настраиваемых коэффициентов математических моделей во всех режимах.

### Приложение Б

### Описание математических моделей элементов технологической схемы исследуемого энергоблока

1. Отсек турбины. Представляет собой совокупность ступеней между отборами пара. Расчетные параметры для модели отсека турбины:  $P_1$  – давление пара на входе в отсек;  $H_2$  – энтальпия пара на выходе из отсека;  $N_M$  – механическая мощность, вырабатываемая отсеком.

Входные параметры для математической модели отсека турбины:  $\overline{P_1}$ ,  $\overline{V_1}$ ,  $\overline{G}$  – параметры пара для номинального режима работы;  $P_2$  – давление пара на выходе из отсека.

Давление пара на входе в отсек (*P*<sub>1</sub>) определяется по формуле Стодолы-Флюгеля:

$$P_{1} = \sqrt{\frac{P_{2}^{2} + (\overline{P_{1}}^{2} - \overline{P_{2}}^{2}) \cdot G^{2} \cdot P_{1}^{*} \cdot V_{1}}{\overline{P_{1}} \cdot \overline{V_{1}} \cdot \overline{G}^{2}}} + P_{2}^{2}},$$
(6.1)

$$P_1 - P_1^* \le \gamma, \tag{b.2}$$

где  $P_1^*$  – оптимизируемое значение давление пара на входе в отсек;  $\gamma$  – заданная точность определения оптимизируемого давления.

В ходе оптимизационного расчета подбирается такое значение  $P_1^*$ , при котором невязка становится меньше или равной заданной точности определения давления на входе в отсек (B.2).

Энтальпия  $H_2$  определяется с учетом реального теплоперепада в отсеке по параметрам пара на входе в отсек  $(P_1, H_1)$  и давлению на выходе  $(P_2)$ . Для отсеков турбины, работающих на влажном паре, учитывается влияние степени влажности пара на снижение их эффективности.

$$H_2 = H_1 - (H_1 - H_2^*) \cdot \eta_i,$$
 (6.3)

где  $H_1$  – энтальпия пара перед отсеком;

 $H_2^*$  – энтальпия пара в конце идеального расширения до давления  $P_2$ ;  $\eta_i$  – внутренний относительный КПД отсека.

По причине того, что значение  $\eta_i$  не является одинаковым для режимов работы ПТУ с расходами пара от минимально допустимого до номинального, его расчет выполняется в соответствии с уравнением:

$$\eta_i = A \cdot x^2 + B \cdot x + C, \tag{E.4}$$

$$x = \frac{G}{G}, \tag{E.5}$$

где А, В, С – настраиваемые коэффициенты математической модели;

*х* – режимный параметр.

В математической модели исследуемой в настоящей работе энергетической установки настраиваемые коэффициенты (*A*, *B*, *C*) определяется для целого цилиндра (совокупности отсеков, входящих в его состав). В свою очередь внутренний относительный КПД определяется для каждого отсека турбины.

Механическая мощность отсеков, передаваемая ротору генератора турбоагрегата, определяется через реальный теплоперепад, с учетом внутреннего относительного КПД цилиндра турбины и количества проходящего через ступень пара.

$$N_M = G \cdot (H_1 - H_2) \cdot \eta_M, \tag{B.6}$$

где  $\eta_{M}$  – механический КПД отсека.

 Насос. Расчетные параметры для математической модели насоса: P<sub>2</sub> – давление воды или конденсата на выходе; H<sub>2</sub> – энтальпия воды или конденсата на выходе; N – потребляемая насосом мощность.

$$P_2 = P_1 + \Delta P, \tag{b.7}$$

где  $P_1$  – давление на входе;

 $\Delta P$  – напор насоса.

$$H_2 = H_1 + K$$
, (5.8)

$$N = \frac{G \cdot K}{\eta_i},\tag{E.9}$$

$$K = \frac{v \cdot \Delta P}{\eta_{_{\mathcal{M}}}},\tag{E.10}$$

где *H*<sub>1</sub> – энтальпия воды на входе;

*G* – расход воды;

*v* – удельный объем воды;

η<sub>i</sub> – внутренний относительный КПД насоса (включает дисковый, объемный и гидравлический КПД);

*η*<sub>м</sub>-механический КПД насоса.

3. Электрогенератор. Расчетным параметром для математической модели электрогенератора является электрическая мощность на клеммах генератора  $N_{\mathcal{P}}$  с учетом электрического и механического КПД.

$$N_{\mathcal{P}} = N_{\mathcal{M}} \cdot \boldsymbol{\eta}_{\phi} \,, \tag{B.11}$$

$$\eta_{\phi} = \eta_{H} \cdot \left(\frac{N_{M}}{N_{H}}\right)^{A}, \qquad (E.12)$$

где *N*<sub>*M*</sub> – суммарная механическая мощность всех отсеков турбины;

 $\eta_{\phi}$ – фактический электрический КПД генератора;

*η*<sub>*н*</sub> – номинальный электрический КПД генератора;

*N<sub>H</sub>*- номинальная механическая мощность турбины;

A – показатель степени (A = 0,01376).

4. Деаэратор. Расчетные параметры для математической модели деаэратора: *P*<sub>B2</sub> – давление питательной воды на выходе; *G*<sub>B2</sub> – расход питательной воды на выходе; *G*<sub>П</sub> – расход греющего пара; *H*<sub>B2</sub> – энтальпия питательной воды на выходе.

$$P_{B2} = P_{\Pi} \cdot k_{\Lambda}, \qquad (b.13)$$

где *Р*<sub>П</sub> – давление греющего пара в отборе турбины;

*k*<sub>Д</sub> – коэффициент дросселирования пара;

*H*<sub>*B2*</sub> – определяется как энтальпия насыщения при давлении в деаэраторе *P*<sub>*B2*</sub>.

$$G_{B2} = G_{B1} + G_{\Pi} + G_{\Pi}, \tag{E.14}$$

$$G_{\Pi} = \frac{G_{\Pi} \cdot (H_{B2} - H_{\Pi}) + (G_{B2} - G_{\Pi}) \cdot (H_{B2} - H_{B1})}{(H_{\Pi} - H_{B1}) \cdot k_{\Pi E}},$$
 (5.15)

где  $G_{B1}$  – расход воды на входе;

*H*<sub>*B1*</sub> – энтальпия воды на входе;

*G*<sub>Д</sub> – расход дренажа ПВД, сливаемого в деаэратор;

Нд-энтальпия дренажа ПВД;

Н<sub>П</sub>- энтальпия греющего пара;

*k*<sub>ДЕ</sub> – коэффициент деаэрации.

5. Конденсатор. Расчетными параметрами математической модели являются: расход и давление пара, поступающего в конденсатор  $G_{II}$ ,  $P_{II}$ ; энтальпия конденсата на выходе  $H_{\kappa}$ ; энтальпия охлаждающей воды на выходе  $H_{B2}$ ; давление конденсата на выходе  $P_{K}$ ; давление охлаждающей воды на выходе  $P_{B2}$ .

В математической модели учитывается теплота дренажей, сливаемых в конденсатор, путем увеличения количества пара на входе:

$$G_{\pi} = G_{\pi}^{\text{UHA}} + \left(1 - \alpha_{\text{Ap}}\right) \cdot G_{\text{Ap}}, \qquad (5.16)$$

$$\alpha_{\rm дp} = \frac{H_n + H_{\partial p}}{H_n + H_{\kappa}},\tag{E.17}$$

$$H_n = f''(P_n), \tag{E.18}$$

$$H_{\kappa} = f'(P_n), \tag{E.19}$$

где  $G_{\Pi}^{\text{ЦНД}}$  – расход отработавшего в турбине пара, поступающего в конденсатор;

*G*<sub>др</sub>- общий расход дренажа, сливаемого в конденсатор;

*H<sub>n</sub>* – энтальпия отработавшего в турбине пара, поступающего в конденсатор;

*H*<sub>*др*</sub>— энтальпия дренажа, сливаемого в конденсатор;

*P<sub>n</sub>* – оптимизируемое значение давление пара на входе в конденсатор (соответствующая этому параметру невязка определяется ниже).

Далее определяется тепловая мощность конденсатора и его расчетная площадь:

$$Q = G_n \cdot (H_n - H_\kappa), \tag{B.20}$$

$$F = \frac{Q}{k_{\mathfrak{s}} \cdot dT_{\rm cp}} , \qquad (\mathbf{5.21})$$

$$dT_{cp} = \frac{T_{\rm B2} - T_{\rm B1}}{\ln\left(\frac{T_{\rm K} - T_{\rm B1}}{T_{\rm K} - T_{\rm B2}}\right)},\tag{B.22}$$

$$\frac{F^* - F}{F^*} \le \gamma , \tag{E.23}$$

где  $F^*$  – заданная площадь;

*F* – площадь, определяемая при расчете;

у – заданная относительная точность определения расчетной площади.

Энтальпия охлаждающей воды на выходе из конденсатора определяется из уравнения:

$$H_{B2} = H_{B1} + \frac{Q}{G_e} , (b.24)$$

Настраиваемым коэффициентом данной модели является коэффициент эффективности конденсатора  $k_{\mathcal{P}}$ , алгоритм расчета которого опирается на методику, разработанную Всероссийским теплотехническим институтом. В соответствии с данной методикой в математической модели конденсатора осуществляется расчет  $k_{\mathcal{P}}$  с учетом ряда поправочных коэффициентов, учитывающих: состояние поверхности теплообмена конденсатора (учитывается загрязнение трубок, а также косвенно отражается плотность вакуумной системы); влияние паровой нагрузки конденсатора; тип системы циркуляционного водоснабжения; влияние материала трубок:

при  $t_{1e} \leq 35^{\circ}C$ 

$$k = 4070 \cdot a \cdot \left(\frac{1.1 \cdot W_{e}}{d_{_{GH}}^{0.25}}\right)^{x} \cdot \left[1 - \frac{0.52 - 0.002 \cdot d_{_{\kappa}}\sqrt{a}}{1000} \cdot (35 - t_{_{1e}})^{2}\right] \times \left[1 - \frac{z - 2}{10} \left(1 - \frac{t_{_{1e}}}{35}\right)\right] \cdot \Phi_{d},$$
(B.25)

при 35 ≤ *t*<sub>16</sub> ≤ 45°*C* 

$$k = 4140 \cdot \left(\frac{1.1 \cdot W_{e}}{d_{e_{H}}^{0.25}}\right)^{0.6a} \cdot \left[1 + 0.002 \cdot (t_{1e} - 35)\right] \cdot \left[1 - \frac{z - 2}{10} \left(1 - \frac{t_{1e}}{45}\right)\right] \cdot \Phi_{d}, \qquad (5.26)$$
$$x = 0.12 \cdot a \cdot \left(1 + 0.15 \cdot t_{1e}\right), \qquad (5.27)$$

где a – коэффициент состояния поверхности теплообмена конденсатора (учитывает загрязнение трубок, а также косвенно отражает плотность вакуумной системы);  $W_{s}$  – скорость охлаждающей воды в трубках, м/с;

*d*<sub>вн</sub> – внутренний диаметр трубок, мм;

 $t_{le}$  – температура охлаждающей воды на входе, °С;

 $d_{\kappa}-$ удельная паровая нагрузка конденсатора, кг/м²·ч;

*z* – число ходов воды в конденсаторе;

 $\Phi_d$  – коэффициент, учитывающий влияние паровой нагрузки конденсатора: при  $d_{\kappa}^{HOM} \leq d_{\kappa} \leq d_{\kappa}^{2p}$ 

$$\boldsymbol{\Phi}_{d} = 1, \tag{E.28}$$

$$d_{\kappa}^{2p} = (0,9-0,012 \cdot t_{1s}) \cdot d_{\kappa}^{HOM}, \qquad (B.29)$$

при  $d_{\kappa} < d_{\kappa}^{cp}$ 

$$\Phi_d = \frac{d_{\kappa}}{d_{\kappa}^{2p}} \cdot \left(2 - \frac{d_{\kappa}}{d_{\kappa}^{2p}}\right).$$
(Б.30)

Коэффициент состояния принимает следующие значения: при прямоточном водоснабжении и слабоминерализованной воде a=0,85-0,90; при оборотном водоснабжении и спабоминерализованной воде a=0,85-0,85; при оборотном водоснабжении и повышенной карбонатной жесткости a=0,75-0,80; при непрерывной очистке трубок и любом качестве воды a=0,85-0,90; при расчете новых конденсаторов a=0,80-0,85.

Для учета материала трубок при расчете рекомендуется вводить к коэффициенту состояния поверхности теплообмена (*a*) поправочный множитель: медноникелевые сплавы – 0,95; мельхиор – 0,92; нержавеющие стали – 0,85; титан – 0,90.

Давление основного конденсата на выходе из конденсатора определяется из выражения:

$$P_{K} = P_{\Pi} - \Delta p_{\kappa}, \tag{B.31}$$

где  $\Delta p_{\kappa}$  – паровое сопротивление конденсатора, представляющее собой разность давлений паровоздушной смеси на входе в конденсатор и в месте ее отсоса воздушным насосом. Значение данного параметра зависит от конструктивных и режимных параметров: компоновки трубного пучка, скорости пара на входе и в межтрубном пространстве, гидродинамики пленки конденсата и других факторов. Для различных паровых турбин величина парового сопротивления изменяется в широком диапазоне, верхняя граница которого, при номинальном расходе пара  $(D_{\kappa}^{nom})$ , не должна превышать 0,45–0,50 кПа.

Для определения парового сопротивления в математической модели используется зависимость:

$$\Delta p_{\kappa} = c_{\kappa} \cdot \left(\frac{D_{\kappa} \cdot \sqrt{\nu_2}}{L \cdot d_{\mu a p} \cdot \sqrt{N}}\right)^{2,5}, \qquad (5.32)$$

где *с<sub>к</sub>* – коэффициент парового сопротивления конденсатора;

 $D_{\kappa}$  – расход пара в конденсаторе, кг/ч;

 $v_2$  – удельный объем пара, поступающего в конденсатор, м<sup>3</sup>/кг;

*L* – полезная длина трубок конденсатора, м;

*d<sub>нар</sub>* – наружный диаметр трубок, мм;

*N* – общее количество трубок в конденсаторе.

Коэффициент  $c_{\kappa} = (0,16-0,24) \cdot 10^{-4}$  зависит в основном от компоновки трубного пучка, причем меньшее значение принимается при хорошо развитом входном сечении трубного пучка с большим фронтом натекания и при небольшой глубине пучка.

Давление охлаждающей воды на выходе из конденсатора определяется из выражения:

$$P_{B2} = P_{B1} - \Delta p_{\theta}, \tag{B.33}$$

где  $\Delta p_{e}$  – гидравлическое сопротивление конденсатора по водяной стороне, представляющее собой сумму потерь на трение и на местные сопротивления. В практике турбинных заводов для расчета гидравлического сопротивления конденсаторов получила приближенная формула Л.Д. Бермана:

$$\Delta p_{e} = 9.8 \cdot z \cdot \left(\frac{C \cdot L}{a} \cdot w_{B}^{1,75} + 0.135 \cdot w_{B}^{1,5}\right), \tag{E.34}$$

где *a*=0,6÷0,8 – коэффициент состояния поверхности; *C* – множитель, зависящий от внутреннего диаметра трубок и средней температуры воды; *w* – скорость воды в трубках аппарата, м/с.

6. Регенеративный подогреватель. Расчетные параметры для модели регенеративного подогревателя:  $H_{B2}$ ,  $P_{B2}$  – энтальпия и давление воды на выходе;  $G_n$  – расход греющего пара;  $G_{K2}$ ,  $H_{K2}$ ,  $P_{K2}$  – расход, энтальпия, давление конденсата на выходе.

Входные параметры для математической модели:  $H_{B1}$ ,  $P_{B1}$ ,  $G_{B1}$  – энтальпия, давление и расход воды на входе;  $H_n$ ,  $P_n$  – энтальпия и давление пара на входе;  $G_{K1}$ ,  $H_{K1}$ ,  $P_{K1}$  – расход, энтальпия, давление конденсата на входе (в случае каскадного слива).

Конструктивные параметры: F – площадь теплообмена;  $N_{\rm rp}$  – число труб;  $N_{\rm pr}$  – число рядов труб по ходу пара;  $d_{\mu}$ ,  $d_{\theta}$  – наружный и внутренний диаметры трубок;  $\lambda_{mp}$  – коэффициент теплопроводности металла стенки трубок.

Настраиваемым коэффициентом данной модели является коэффициент чистоты трубок (поверхности нагрева) подогревателя – *β*.

Оптимизируемые параметры математической модели:  $dP_n$  – паровое сопротивление подогревателя;  $dP_e$  – гидравлическое сопротивление подогревателя;  $dT_e$  – температурный напор подогревателя (недогрев воды).

Первоначально определяется энтальпия воды на выходе:

$$H_{B2} = f(P_{B2}; T_{B2}), \tag{B.35}$$

$$P_{B2} = P_{B1} - dP_{\rm B},\tag{5.36}$$

$$T_{B2} = T_n - dT_{\rm B}, \qquad (5.37)$$

$$T_n = f(P_n), \tag{E.38}$$

$$dP_{\rm\scriptscriptstyle B} - dP_{\rm\scriptscriptstyle B}^* \le \gamma_2, \tag{E.39}$$

$$dP_{\Pi} - dP_{\Pi}^* \le \gamma_3, \tag{E.40}$$

где  $dP_{\rm B}^*$ ,  $dP_{\rm II}^*$  – расчетные паровые, гидравлические сопротивления, которые определяются из конструктивных характеристик подогревателя;

*γ*<sub>2</sub>, *γ*<sub>3</sub> – заданная абсолютная точность определения расчетного гидравлического и парового сопротивлений подогревателя;

*T<sub>n</sub>* – температура пара в состоянии насыщения при давлении *P<sub>n</sub>* в подогревателе.

Далее определяется тепловая мощность подогревателя и его расчетная площадь:

$$Q = G_B \cdot (H_{B2} - H_{B1}), \tag{5.41}$$

$$F = \frac{Q}{k_{\odot} \cdot dT_{\rm cp}},\tag{E.42}$$

$$k_{\mathfrak{I}} = k \cdot \beta, \qquad (\mathbf{5.43})$$

$$k = \left(\frac{1}{\alpha_{\rm B}} \cdot \frac{d_{\rm H}}{d_{\rm B}} + \frac{d_{\rm H}}{2\lambda_{\rm TP}} \cdot \ln \frac{d_{\rm H}}{d_{\rm B}} + \frac{d_{\rm H}}{\alpha_{\rm H}}\right)^{-1} , \qquad (5.44)$$

$$dT_{cp} = \frac{\Delta t_6 - \Delta t_{\rm M}}{\ln\left(\left|\frac{\Delta t_6}{\Delta t_{\rm M}}\right|\right)},\tag{E.45}$$

$$\Delta t_{\scriptscriptstyle M} = T_n - T_{B2}, \tag{B.46}$$

$$\Delta t_{\tilde{o}} = T_n - T_{B1},\tag{B.47}$$

$$\frac{F^* - F}{F^*} \le \gamma_1 ,$$
 (5.48)

где: *Q* – тепловая нагрузка подогревателя;

*k* – расчетный коэффициент теплопередачи;

 $k_{9}$  – коэффициент теплопередачи с учетом фактического состояния трубок подогревателя;

 $\beta$  – коэффициент чистоты трубок подогревателя;

 $a_{\scriptscriptstyle 6}$  – расчетный коэффициент теплоотдачи со стороны воды;

*а<sub>n</sub>* – расчетный коэффициент теплоотдачи со стороны пара;

 $dT_{\rm cp}$  – среднелогарифмический температурный напор;

 $F^*$  – заданная площадь;

*F*-площадь, определяемая при расчете;

 $\gamma_1$  – заданная относительная точность определения расчетной площади.

Расход греющего пара определяется из уравнения:

$$G_{\Pi} = \frac{\frac{Q}{k_{\mathfrak{H}}} - G_{\kappa 1} \cdot (H_{\kappa 1} - H_{\kappa 2})}{H_{\pi} - H_{\kappa 2}},\tag{E.49}$$

$$T_n = f(P_n), \tag{E.50}$$

$$P_{K2} = P_n, \tag{E.51}$$

$$G_{K2} = G_n - G_{K1}.$$
 (5.52)

### Приложение В

# Исходные данные и результаты выполненной идентификации параметров математической модели исследуемого энергоблока

# Таблица В.1 – Состав вектора замеряемых оптимизируемых и рассчитываемых параметров математической модели энергоблока и показатели точности датчиков

Название параметра, единица измерения	Размер- ность	Класс точности	Шкала датчика	СКО ( <i>o</i> )
1	2	3	4	5
Температура цирк. воды на входе в конденсатор	°C	0,01	200	0,667
Температура хол. воздуха на входе в ВЗП 1 ст. КА ст. №9	°C	0,01	600	2
Температура хол. воздуха на входе в ВЗП 1 ст. КА ст. №10	°C	0,01	600	2
Расход питательной воды на КА ст. №9	кг/с	0,04	89	1,187
Расход питательной воды на КА ст. №10	кг/см <sup>2</sup>	0,04	96,5	1,287
Давление пара в ХПП	кг/см <sup>2</sup>	0,01	63	0,21
Давление воды за РПК КА ст. №9	кг/см <sup>2</sup>	0,01	400	1,333
Давление воды за РПК КА ст. №10	кг/см <sup>2</sup>	0,01	400	1,333
Давление пара на входе в 1 отсек	кг/см <sup>2</sup>	0,01	160	0,533
Давление пара на входе в 2 отсек	кг/см <sup>2</sup>	0,01	40	0,133
Давление пара на входе в 3 отсек	кг/см <sup>2</sup>	0,01	16	0,053
Давление пара на входе в 4 отсек	кг/см <sup>2</sup>	0,01	16	0,053
Давление пара на входе в 5 отсек	кг/см <sup>2</sup>	0,01	16	0,053
Давление пара на входе в 6 отсек	кг/см <sup>2</sup>	0,01	16	0,053
Давление пара на входе в 7 отсек	кг/см <sup>2</sup>	0,01	10	0,033
Давление пара на входе в 8 отсек	кг/см <sup>2</sup>	0,01	10	0,033
Давление пара на входе в конденсатор	кг/см <sup>2</sup>	0,01	1,0	0,003
Давление на напоре КЭН	кг/см <sup>2</sup>	0,01	160	0,533
Давление на выходе из ДБ	кг/см <sup>2</sup>	0,01	10	0,033
Давление на напоре ПЭН	кг/см <sup>2</sup>	0,01	250	0,833
Температура пара на выходе из 1 отсека	°C	0,01	600	2
Температура пара на выходе из 2 отсека	°C	0,02	800	5,333

1	2	3	4	5
Температура пара на выходе из 3 отсека	°C	0,02	800	5,333
Температура пара на выходе из 4 отсека	°C	0,02	800	5,333
Температура пара на выходе из 5 отсека	°C	0,02	800	5,333
Температура пара на выходе из 6 отсека	°C	0,02	800	5,333
Температура пара на выходе из 7 отсека	°C	0,02	800	5,333
Температура пара на выходе из 8 отсека	°C	0,02	800	5,333
Температура цирк. воды на выходе из конденсатора	°C	0,01	200	0,667
Температура конденсата на выходе из конденсатора	°C	0,01	300	1
Температура основного конденсата за холодильни- ками эжекторов	°C	0,01	300	1
Температура основного конденсата после ПНД-1	°C	0,01	300	1
Температура основного конденсата после ПНД-2	°C	0,01	300	1
Температура основного конденсата после ПНД-3	°C	0,01	300	1
Температура основного конденсата после ПНД-4	°C	0,01	300	1
Температура питательной воды на выходе из ДБ	°C	0,01	600	2
Температура питательной воды после ПВД-8	°C	0,01	600	2
Расход основного конденсата на входе в ДБ	кг/с	0,04	190,7	2,543
Расход питательной воды через ПЭН	кг/с	0,04	175	2,333
Электрическая мощность на клеммах генератора	МВт	0,01	175	0,583
Давление пара на выходе из ВРЧ КА ст.№9	кг/см <sup>2</sup>	0,01	250	0,833
Давление пара на выходе из ВРЧ КА ст.№10	кг/см <sup>2</sup>	0,01	250	0,833
Давление пара на выходе из КПП КА ст.№9	кг/см <sup>2</sup>	0,01	250	0,833
Давление пара на выходе из КПП КА ст.№10	кг/см <sup>2</sup>	0,01	250	0,833
Давление пара на выходе из ПЗ КА ст.№9	кг/см <sup>2</sup>	0,01	250	0,833
Давление пара на выходе из ПЗ КА ст.№10	кг/см <sup>2</sup>	0,01	250	0,833
Давление пара на выходе из СРЧ КА ст.№9	кг/см <sup>2</sup>	0,01	250	0,833
Давление пара на выходе из СРЧ КА ст.№10	кг/см <sup>2</sup>	0,01	250	0,833
Давление пара на выходе из ШПП 2ст. КА ст.№9	кг/см <sup>2</sup>	0,01	60	0,2

1	2	3	4	5
Давление пара на выходе из ШПП 2ст. КА ст.№10	кг/см <sup>2</sup>	0,01	60	0,2
Температура пит. воды после ВЭК-2ст. КА ст.№9	°C	0,01	800	2,667
Температура пит. воды после ВЭК-2ст.КА ст.№10	°C	0,01	800	2,667
Температура пара за впрыском КПП КА ст. №9	°C	0,01	800	2,667
Температура пара за впрыском КПП КА ст. №10	°C	0,01	800	2,667
Температура пароводяной смеси за НРЧ КА №9	кг/с	0,015	800	4
Температура пароводяной смеси за НРЧ КА №10	кг/с	0,015	800	4
Температура пара на выходе из СРЧ КА ст.№9	°C	0,015	800	4
Температура пара на выходе из СРЧ КА ст.№10	°C	0,015	800	4
Температура пара на выходе из ВРЧ КА ст.№9	°C	0,015	800	4
Температура пара на выходе из ВРЧ КА ст.№10	°C	0,015	800	4
Температура пара на выходе из ПЭ КА ст.№9	°C	0,015	800	4
Температура пара на выходе из ПЭ КА ст.№10	°C	0,015	800	4
Температура пара на выходе из КПП КА ст.№9	°C	0,005	800	1,333
Температура пара на выходе из КПП КА ст.№10	°C	0,005	800	1,333
Температура пара на выходе из ПЗ КА ст.№9	°C	0,01	800	2,667
Температура пара на выходе из ПЗ КА ст.№10	°C	0,01	800	2,667
Температура дымовых газов за ВЭК 1ст. КА ст.№9	°C	0,01	800	13,333
Температура дымовых газов за ВЭК 1ст.КАст.№10	°C	0,01	800	13,333
Температура дымовых газов за ВЭК 2ст. КА ст.№9	°C	0,01	800	13,333
Температура дымовых газов за ВЭК 2ст.КАст.№10	°C	0,01	800	13,333
Температура дымовых газов за ВЗП 1ст. КА №9	°C	0,005	800	1,333
Температура дымовых газов за ВЗП 1ст.КА №10	°C	0,005	800	1,333
Температура дымовых газов за ВЗП 2ст. КА №9	°C	0,01	800	13,333
Температура дымовых газов за ВЗП 2ст.КА №10	°C	0,01	800	13,333
Температура воздуха за 2-ст. ВЗП КА ст.№9	°C	0,01	800	2,667
Температура воздуха за 2-ст. ВЗП КА ст.№10	°C	0,01	800	2,667
Температура пара за ШПП-1ст КА ст.№9	°C	0,02	800	5,333

1	2	3	4	5
Температура пара за ШПП-1ст КА ст.№10	°C	0,02	800	5,333
Температура пара за ШПП-2ст КА ст.№9	°C	0,01	800	2,667
Температура пара за ШПП-2ст КА ст.№10	°C	0,01	800	2,667
Температура пара за впрыском ВРЧ КА ст.№9	°C	0,01	800	2,667
Температура пара за впрыском ВРЧ КА ст.№10	°C	0,01	800	2,667
Температура пара за впрыском в ХПП перед ШПП-1ст КА ст.№9	°C	0,02	800	5,333
Температура пара за впрыском в ХПП перед ШПП-1ст КА ст.№10	°C	0,02	800	5,333

## Таблица В.2 – Состав вектора не замеряемых оптимизируемых параметров мате-

матической модели энергоблока

Оптимизируемый параметр	Размерность	Нижняя граница	Верхняя граница
1	2	3	4
Расход охлаждающей воды на входе в конденсатор	кг/с	2000	6000
Расход натурального топлива на КА ст.№9	кг/с	7	12
Расход натурального топлива на КА ст.№10	кг/с	7	12
Коэффициент избытка воздуха на выходе из топочной ка- меры КА ст.№9	_	1,2	1,5
Коэффициент избытка воздуха на выходе из топочной ка- меры КА ст.№10	_	1,2	1,5
Изменение энтальпии 2 впрыска (КПП) на КА ст.№9	ккал/кг	0	60
Изменение энтальпии 3 впрыска (ШПП) на КА ст.№9	ккал/кг	0	60
Изменение энтальпии 2 впрыска (КПП) на КА ст.№10	ккал/кг	0	60
Изменение энтальпии 3 впрыска (ШПП) на КА ст.№10	ккал/кг	0	60
Напор ПЭН	кг/см <sup>2</sup>	150	230

	1			1		
Параметр, размерность	1 реж.	k <sub>i1C2</sub>	2 реж.	<i>k</i> <sub><i>i</i>2</sub>	3 реж.	<i>k</i> <sub>i3</sub>
1	2	3	4	5	6	7
Температура цирк. воды на входе в конденса- тор, °С	6,01 6,00	0,012	5,98 6,00	0,029	6,00 6,00	0
Температура хол. воздуха на входе в ВЗП 1ст. КА ст. №9	74,88 75,0	0,060	79,08 75	2,042	75,02 75,0	0,008
Температура хол. воздуха на входе в ВЗП 1ст. КА ст. №10	74,49 75,0	0,257	74,96 75	0,022	80,97 75,0	2,985
Расход питательной воды на КА ст. №9	56,08 58,33	1,893	52,44 52,78	0,285	42,27 45,83	2,998
Расход питательной воды на КА ст. №10	56,75 60,55	2,948	54,50 58,33	2,973	40,03 43,89	2,998
Давление пара в ХПП	28,43 27,8	2,995	27,10 26,90	0,951	21,06 20,60	2,203
Давление воды за РПК КА ст. №9	172,01 172,0	0,004	162,93 163,0	0,052	148,23 148,0	0,170
Давление воды за РПК КА ст. №10	178,69 179,0	0,235	172,18 173,0	0,618	144,99 147,0	1,506
Давление пара на входе в 1 отсек	129,33 128,0	2,493	122,40 124	2,995	96,59 107	19,53
Давление пара на входе в 2 отсек	26,80 26,7	0,736	25,36 25,6	1,800	20,10 19,7	2,997
Давление пара на входе в 3 отсек	10,62 10,6	0,434	10,05 10,1	0,945	8,01 8,0	0,267
Давление пара на входе в 4 отсек	7,39 7,4	0,003	7,02 7,0	0,335	5,59 5,6	0,247
Давление пара на входе в 5 отсек	4,57 4,73	2,997	4,34 4,43	1,753	3,46 3,53	1,300
Давление пара на входе в 6 отсек	1,70 1,54	2,997	1,61 1,54	1,373	1,29 1,24	0,931
Давление пара на входе в 7 отсек	0,62 0,68	1,907	0,59 0,65	1,961	0,47 0,50	1,054
Давление пара на входе в 8 отсек	0,20 0,30	2,996	0,19 0,29	2,942	0,15 0,23	2,139
Давление пара на входе в конденсатор	0,051 0,044	1,995	0,045 0,042	0,976	0,035 0,035	0,079
Давление на напоре КЭН	19,30 18,0	2,437	19,35 19,0	0,663	18,13 17,0	2,114
Давление на выходе из ДБ	5,09 5,1	0,002	4,6 4,6	0,001	3,99 4,0	0,007
Давление на напоре ПЭН	201,0 201,0	0,000	201,0 201,0	0,000	218,0 218,0	0,0
Температура пара на выходе из 1 отсека	354,0 360,0	2,999	354,81 356,0	0,596	349,09 345,0	2,043
Температура пара на выходе из 2 отсека	418,02	2,997	420,0 424.0	0,750	430,24	2,018

Таблица В.3 – Значения замеренных (снизу) и рассчитанных (сверху) параметров и критерии точности для трех режимов работы энергоблока после идентификации

1	2	3	4	5	6	7
Температура пара на выходе из 3 отсека	378,93 386,0	1,326	381,15 277,0	19,53	390,95 268	23,05
Температура пара на выходе из 4 отсека	330,0 314,0	2,999	332,19 294,0	7,16	341,85 324,0	3,347
Температура пара на выходе из 5 отсека	241,0 257,0	2,999	243,00 259,0	2,999	251,87 262,0	1,900
Температура пара на выходе из 6 отсека	162,25 147,0	2,858	163,97 148,0	2,995	171,88 157,0	2,789
Температура пара на выходе из 7 отсека	69,78 68,0	0,334	71,02 68,0	0,565	78,00 62	2,999
Температура пара на выходе из 8 отсека	32,76 32,0	0,142	30,77 35,0	0,793	26,21 26,0	0,040
Температура цирк. воды на выходе из кон- денсатора	23,98 24,0	0,025	22,27 21,0	1,898	18,99 19,0	0,021
Температура конденсата на выходе из кон- денсатора	32,05 32,0	0,046	29,99 30,0	0,014	25,44 26,0	0,556
Температура основного конденсата за холо- дильниками эжекторов	40,00 39,0	1,001	38,40 38,0	0,404	35,61 33,0	2,614
Температура основного конденсата после ПНД-1	54,21 63,0	8,789	53,04 60,0	6,957	49,33 55,0	5,670
Температура основного конденсата после ПНД-2	78,06 81,0	2,936	77,00 77,0	0,005	72,75 72,0	0,748
Температура основного конденсата после ПНД-3	103,58 104,0	0,425	102,39 102,0	0,393	97,30 97,0	0,301
Температура основного конденсата после ПНД-4	140,77 143,0	2,227	139,32 141	1,679	132,94 134,0	1,064
Температура питательной воды на выходе из ДБ	151,85 151,0	0,423	148,00 148,0	0,000	142,91 141,0	0,954
Температура питательной воды после ПВД-8	228,06 229,0	0,469	225,55 227,0	0,724	212,62 217,0	2,188
Расход основного конденсата на входе в ДБ	106,29 113,9	2,995	100,63 108,1	2,921	79,60 86,3	2,635
Расход питательной воды через ПЭН	124,30 121,4	1,242	117,32 113,9	1,472	91,31 87,7	1,545
Электрическая мощность на клеммах генера- тора	140,91 140,0	1,561	133,75 132,0	2,998	106,66 108,0	2,303
Давление пара на выходе из ВРЧ КА ст.№9	146,87 147,0	0,153	140,95 141,0	0,057	134,0 134,0	0,000
Давление пара на выходе из ВРЧ КА ст.№10	149,33 150,0	0,811	144,96 145,0	0,043	130,26 130,0	0,307
Давление пара на выходе из КПП КА ст.№9	131,99 132,0	0,015	127,97 130,0	2,439	125,21 126,0	0,949
Давление пара на выходе из КПП КА ст.№10	133,98 134,0	0,027	130,65 131,0	0,422	122,16 123,0	1,014
Давление пара на выходе из ПЗ КА ст.№9	152, <del>86</del> 153,0	0,167	146, <del>23</del> 145,9	0,390	137, <del>48</del> 137,5	0,022

1	2	3	4	5	6	7
Давление пара на выходе из ПЗ КА ст.№10	156,59 156,6	0,001	151,74 150,9	1,005	134,01 134,0	0,014
Давление пара на выходе из СРЧ КА ст.№9	150,00 149,6	0,475	143,72 143,0	0,866	135,85 135,50	0,424
Давление пара на выходе из СРЧ КА ст.№10	152,48 152,4	0,101	147,93 147,0	1,120	131,95 131,80	0,178
Давление пара на выходе из ШПП 2ст. КА ст.№9	27,02 27,0	0,107	25,80 25,8	0,010	20,11 20,0	0,535
Давление пара на выходе из ШПП 2ст. КА ст.№10	27,03 27,0	0,140	25,81 25,8	0,031	20,10 20,0	0,500
Температура пит. воды после ВЭК-2ст. КА ст.№9	303,24 300,0	0,607	297,89 303,6	1,071	302,37 307,80	1,018
Температура пит. воды после ВЭК-2ст.КА ст.№10	302,50 303,9	0,263	298,70 304,0	0,995	297,24 310,70	2,525
Температура пара за впрыском КПП КА ст. №9	455,82 451,0	1,809	457,01 457,0	0,002	443,31 436,0	2,741
Температура пара за впрыском КПП КА ст. №10	442,95 435,0	2,983	446,95 439,0	2,981	436,33 441,0	1,750
Температура пароводяной смеси за НРЧ КА ст. №9	344,41 344,0	0,102	340,67 338,0	0,668	335,18 334,0	0,296
Температура пароводяной смеси за НРЧ КА ст. №10	346,76 346,0	0,191	344,12 343,0	0,279	333,33 334,0	0,168
Температура пара на выходе из СРЧ КА ст.№9	423,92 424,0	0,020	417,59 417,0	0,147	420,91 421,0	0,022
Температура пара на выходе из СРЧ КА ст.№10	414,93 415,0	0,018	417,32 409,0	2,079	416,85 417,0	0,036
Температура пара на выходе из ВРЧ КА ст.№9	473,75 468,0	1,438	468,95 469,0	0,012	472,78 473,0	0,054
Температура пара на выходе из ВРЧ КА ст.№10	475,01 475,0	0,001	481,58 483,0	0,355	485,79 476,0	2,447
Температура пара на выходе из ПЭ КА ст.№9	497,81 498,0	0,048	494,08 504,0	2,480	498,36 504,0	1,410
Температура пара на выходе из ПЭ КА ст.№10	489,97 519,0	7,259	497,86 498,0	0,036	504,04 516,0	2,990
Температура пара на выходе из КПП КА ст.№9	546,99 543,0	2,990	544,99 545,0	0,011	544,96 545,0	0,027
Температура пара на выходе из КПП КА ст.№10	545,99 542,0	2,995	547,95 548,0	0,040	545,04 545,0	0,027
Температура пара на выходе из ПЗ КА ст.№9	342,11 341,9	0,039	338,57 337,9	0,126	333,71 332,5	0,226
Температура пара на выходе из ПЗ КА ст.№10	344,05 343,9	0,028	341,52 341,6	0,015	331,71 333,4	0,318
Температура дымовых газов за ВЭК 1ст. КА ст.№9	290,70 283,0	0,577	282,98 281,0	0,149	275,27 272,0	0,245
Температура дымовых газов за ВЭК 1ст. КА ст.№10	265,32 259,0	0,474	260,86 263,0	0,161	246,82 253,0	0,464

1	2	3	4	5	6	7
Температура дымовых газов за ВЭК 2ст. КА ст.№9	507,36 495,0	0,927	489,80 485,0	0,360	488,76 449,0	2,982
Температура дымовых газов за ВЭК 2ст. КА ст.№10	491,77 455,0	2,758	481,93 447,0	2,620	458,40 439,0	1,455
Температура дымовых газов за ВЗП 1ст. КА ст.№9	180,23 179,0	0,923	177,55 181,5	2,964	170,99 171,0	0,005
Температура дымовых газов за ВЗП 1ст. КА ст.№10	160,26 160,0	0,195	158,02 158,0	0,013	153,03 157,0	2,976
Температура дымовых газов за ВЗП 2ст. КА ст.№9	354,13 371,0	1,266	343,40 365,0	1,620	336,55 347,0	0,784
Температура дымовых газов за ВЗП 2ст. КА ст.№10	341,60 329,0	0,945	335,24 325,0	0,768	316,51 317,0	0,037
Температура воздуха за 2-ст. ВЗП КА ст.№9	400,94 401,0	0,023	390,36 390,0	0,135	382,48 386,0	1,322
Температура воздуха за 2-ст. ВЗП КА ст.№10	388,21 388,0	0,078	382,32 381,0	0,496	363,03 371,0	2,989
Температура пара за ШПП-1ст КА ст.№9	451,95 455,0	0,571	445,92 430,0	2,986	456,34 457,0	0,125
Температура пара за ШПП-1ст КА ст.№10	434,73 450,0	2,862	442,41 441,0	0,264	452,68 462,0	1,748
Температура пара за ШПП-2ст КА ст.№9	534,51 542,5	2,998	527,17 520,0	2,688	540,33 544,0	1,375
Температура пара за ШПП-2ст КА ст.№10	527,01 535,0	2,998	537,11 530,5	2,480	542,69 544,0	0,491
Температура пара за впрыском ВРЧ КА ст.№9	423,92 424,0	0,015	417,59 417,0	0,110	420,91 421,0	0,017
Температура пара за впрыском ВРЧ КА ст.№10	414,93 415,0	0,014	417,32 409,0	1,559	416,85 417,0	0,027
Температура пара за впрыском в ХПП перед ШПП-1ст КА ст.№9	339,47 329,0	1,964	336,31 290,0	8,684	335,70 329,0	1,256
Температура пара за впрыском в ХПП перед ШПП-1ст КА ст.№10	325,35 325,0	0,066	330,02 328,0	0,378	340,91 325,0	2,983
Суммарная относительная невязка – 265,94	92,	59	81,	35	92,	00

## Приложение Г

### Оборудование и материалы для модернизаций

Таблица Г.1 – Список необходимых для модернизации схемы слива дренажей ПТУ капиталовложений

Наименование	Требуемое количество (м, шт)	Стоимость
Труба d <sub>у</sub> 32мм (ВГП 32*3)	40	2558
Труба d <sub>у</sub> 50мм (ВГП 50*3,5)	15	4167
Вентиль 15с22нж d <sub>y</sub> 32 P <sub>y</sub> 40	4	18600
Вентиль 15с22нж d <sub>y</sub> 50 P <sub>y</sub> 40	2	15000
Монтажные работы	_	10962
Итого:	_	51287

Таблица Г.2 – Список необходимых для модернизации схемы основного конденсата капиталовложений

Наименование	Требуемое ко- личество (м, шт)	Стоимость, руб.
Hacoc 1Kc-20-110	1	254600
Доставка насоса до г. Иркутск транс- портной компанией	_	8763
Изготовление фундаментной плиты на- соса с монтажом крепежных болтов на- соса и электродвигателя	1	29738
Труба 89х3,5мм (ст.20 ГОСТ 8732-78)	8	4152
Труба 57х3,5мм (ст.20 ГОСТ 8732-78)	3	992
Задвижка d <sub>y</sub> 50 30С41НЖ Р <sub>y</sub> 16	1	5850
Задвижка d <sub>y</sub> 80 30С41НЖ Р <sub>у</sub> 16	1	8400
Клапан обратный d <sub>y</sub> 50	1	825
Доставка труб и арматуры	_	7350
Монтаж насоса, трубопроводов и арма- туры	_	44508
Электромонтажные работы (подключе- ние насоса, прокладка кабеля и прочее)	_	16320
Итого:	_	381498

Утверждаю заместитель директора – главный инженер филнала ООО «БЭК» ТЭЦ-10 Матлашевский Ю.А. 2020 г.

#### Справка

### о возможности внедрения предложенной Забугой Ф.В. модернизации тепловой схемы регенерации низкого давления энергоблока №5

На энергоблоке ст.№5 с турбиной К-150-130 ТЭЦ-10 ООО «БЭК» представляется возможным реализовать на практике предложенное Забугой Федором Викторовичем техническое решение, связанное с перенаправлением тепловых потоков дренажей эжектора уплотнений ЭУ-5 паровой турбины и прогревов трубопроводов «калачей» БРОУ-2 котлоагрегатов ст.№9,10 из конденсатора паровой турбины в паровое пространство ПНД-1; а также дренажа основных эжекторов ЭП-3-600 5А, 5Б из конденсатора паровой турбины на всас дренажного насоса ПНД-1.

Следует отметить, что при разработке проекта необходимо параллельно сохранить действующую схему работы оборудования для возможности отключения первой группы ПНД на работающей турбине, а также вывода в ремонт дренажного насоса ПНД-1.

Начальник КТЦ ТЭЦ-10



Мурашев А.В.