

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

Школа: Инженерная школа энергетики

Направление подготовки: 13.04.01 Теплоэнергетика и теплотехника

Отделение школы (НОЦ): Научно-образовательный центр И.Н. Бутакова

### МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
<b>РАЗРАБОТКА ПГУ-ТЭЦ НА БАЗЕ ГТУ SGT5-4000F</b>

УДК 621.18:621.438:621.181.27

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5БМ92	Ринчинов Баир Гармаевич		

Руководитель ВКР

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

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Е.С. Киселева	к.э.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент отделения общетехнических дисциплин	М.С. Черемискина	-		

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Теплоэнергетика и теплотехника	В.И. Максимов	к.т.н., доцент		

Томск – 2021 г.

## ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ ООП

Код компетенции	Наименование компетенции
<b>Универсальные компетенции</b>	
УК(У)-1	Способен осуществлять критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, вырабатывать стратегию действий
УК(У)-2	Способен управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла
УК(У)-3	Способен организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели
УК(У)-4	Способен применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия
УК(У)-5	Способен анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия
УК(У)-6	Способен определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки
<b>Общепрофессиональные компетенции</b>	
ОПК(У)-1	Способен формулировать цели и задачи исследования, выявлять приоритеты решения задач, выбирать критерии оценки
ОПК(У)-2	Способен применять современные методы исследования, оценивать и представлять результаты выполненной работы
<b>Профессиональные компетенции</b>	
ПК(У)-1	Способен проектировать и организовывать учебный процесс по образовательным программам с использованием современных образовательных технологий
ПК(У)-2	Способен осуществлять научное руководство в области энергетики
ПК(У)-3	Способен организовывать и осуществлять работу по эксплуатации ТЭС и АЭС с учетом требований экономичности, экологической и технологической безопасности
ПК(У)-4	Способен участвовать в разработке комплексных проектов ТЭС и АЭС, их оборудования и технологических систем
ПК(У)-5	Способен ставить и решать инновационные задачи по совершенствованию технологии производства и отпуска электроэнергии и теплоты

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

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

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП  
 \_\_\_\_\_ В.И. Максимов  
 (Подпись)    (Дата)    (Ф.И.О.)

### ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации
--------------------------

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

Студенту:

Группа	ФИО
5БМ92	Ринчинову Баиру Гармаевичу

Тема работы:

<b>РАЗРАБОТКА ПГУ-ТЭЦ НА БАЗЕ ГТУ SGT5-4000F</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	15.04.2021 г. № 105-51/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	1 июня 2021 года
--	------------------

#### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p><b>Исходные данные к работе</b></p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Целью работы является разработка парогазового ТЭЦ на базе ГТУ SGT5-4000F – анализ режимов работы теплофикационных турбин в составе ПГУ, разрабатывается математическая модель поверочного расчета котла-утилизатора (КУ), проводится обоснование расчетного режима проектирования КУ, выполняется расчет режимов работы и годовых показателей ПГУ-ТЭЦ.</p>
---	---

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Особенности расчета тепловой схемы ПГУ-ТЭЦ</li> <li>2. Математическое моделирование теплового расчета поверхностей нагрева КУ</li> <li>3. Выбор режима проектирования КУ в составе ПГУ-ТЭЦ</li> <li>4. Анализ вариантов парогазовой ТЭЦ на базе GST5-4000F</li> <li>5. Расчет тепловой схемы в номинальном теплофикационном режиме</li> <li>6. Расчет показателей работы схемы ПГУ-ТЭЦ при изменении температуры наружного воздуха</li> <li>7. Конструкторский расчет КУ</li> <li>8. Выбор оборудования ПГУ-ТЭЦ</li> <li>9. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</li> <li>10. Социальная ответственность</li> </ol> <p>Заключение</p>
<p><b>Перечень графического материала</b></p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Принципиальная тепловая схема двухконтурной ПГУ-ТЭЦ с дополнительной турбиной</li> </ol>
<p><b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b></p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p style="text-align: center;"><b>Раздел</b></p>	<p style="text-align: center;"><b>Консультант</b></p>
<p><b>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</b></p>	<p>Е.С. Киселева, к.э.н., доцент ОГСН</p>
<p><b>Социальная ответственность</b></p>	<p>М.С. Черемискина, ассистент отделения общетехнических дисциплин</p>
<p><b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b></p>	
<p>1 Анализ вариантов использования парогазовых технологий для теплофикационной части ГРЭС</p>	

<p><b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b></p>	<p style="text-align: center;">01.12.20</p>
--	---

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<p style="text-align: center;">Доцент НОЦ И.Н.Бутовакова ИШЭ</p>	<p style="text-align: center;">О.Ю. Ромашова</p>	<p style="text-align: center;">к.т.н., доцент</p>		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
<p style="text-align: center;">5БМ92</p>	<p style="text-align: center;">Ринчинов Баир Гармаевич</p>		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ  
И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту

Группа	ФИО
5БМ92	Ринчинову Баиру Гармаевичу

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

Тема ВКР:

**РАЗРАБОТКА ПГУ-ТЭЦ НА БАЗЕ ГТУ SGT5-4000F**

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	1.Стоимость расходных материалов; 2.Норматив заработной платы.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Коэффициенты для расчета заработной платы.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды – 30,2 %

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Анализ конкурентных технических решений.
2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Планирование работ; Разработка графика Гантта; Формирование бюджета затрат на проведение проектной работы: - материальные затраты; - заработная плата; - отчисления на социальные цели; - накладные расходы.
3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Проведение оценки экономической, финансовой и ресурсной эффективности НТИ.

**Перечень графического материала** (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Оценочная карта для сравнения конкурентоспособности технических решений
2. Трудоемкость работ
3. Диаграмма Гантта
4. Баланс рабочего времени НТИ
5. Расчет основной и дополнительной заработной платы
6. Смета затрат на выполнение НТИ

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал консультант**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Е.С. Киселева	к.э.н., доцент		

**Задание принял к исполнению студент**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5БМ92	Ринчинов Б.Г.		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 5БМ92	ФИО Ринчинову Баиру Гармаевичу
-----------------	-----------------------------------

Школа	Инженерная школа энергетики	Отделение (НОЦ)	Научно-образовательный центр И.Н. Бутакова
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	13.04.01 «Теплоэнергетика и теплотехника»

Тема ВКР:

### РАЗРАБОТКА ПГУ-ТЭЦ НА БАЗЕ ГТУ SGT5-4000F

#### Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: котел-утилизатор. Область применения: промышленные и энергетические предприятия.
--	--

#### Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p><b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<p>Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ ГОСТ 12.2049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования. ГОСТ 21958-76. Система «человек-машина». Зал и кабины операторов. Взаимное расположение рабочих мест. Общие эргономические требования. ГОСТ 22269-76. Система «человек-машина». Рабочее место оператора. Взаимное расположение элементов рабочего места. Общие эргономические требования.</p>
<p><b>2. Производственная безопасность:</b></p> <p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- нервно-психические перегрузки, превышение уровня шума; недостаточная освещенность рабочей зоны; отсутствие или недостаток естественного света; повышенная загазованность воздуха рабочей зоны.</li> </ul> <p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- электрический ток; тепловые излучения и опасность термического ожога; подвижные механизмы оборудования.</li> </ul>
<p><b>3. Экологическая безопасность:</b></p>	<p>Атмосфера: выбросы вредных парниковых газов.</p> <p>Гидросфера: чрезмерное потребление водных ресурсов, тепловое загрязнение, промышленные стоки.</p> <p>Литосфера: загрязнение почвы химическими веществами, отчуждение земель.</p>

<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	Возможные ЧС: пожары, поражение электрическим током, возгорание ГСМ. Наиболее типичная ЧС: пожар.
--	--

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	М.С. Черемискина	-		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5БМ92	Ринчинов Б.Г.		

## Реферат

Выпускная квалификационная работа 199 с., 42 рис., 34 табл., 42 источника, 3 приложения, 1 лист графического материала.

Ключевые слова: парогазовая установка, газотурбинная надстройка, котел-утилизатор, газовая турбина, паровая турбина, теплофикация, моделирование, поверочный расчет.

Объектом исследования является парогазовая установка – энергоблок с теплофикационной паровой турбиной ПТ-60-130 с использованием ГТ-надстройки на базе ГТ SGT5-4000F.

Целью работы является проектирование парогазовой установки: разработка тепловой схемы и нахождение оптимальных параметров, расчет конструктивных характеристик котла-утилизатора.

В процессе исследования разработана тепловая схемы ПГУ-ТЭЦ и выполнен ее расчет в характерных режимах, проанализировано влияние температуры наружного воздуха на параметры рабочего тела и показатели тепловой экономичности, рассчитаны годовые показатели работы энергоблока.

Проведена оптимизация параметров ПГУ-ТЭЦ на основе численного моделирования с использованием Embarcadero Delphi.

В результате исследования определено, что при надстройке ГТУ SGT5-4000F на ПГУ-ТЭЦ с ТУ ПТ-60-130 наиболее экономичным вариантом является установка дополнительной теплофикационной турбины, питаемой паром второго контура. Это приводит к дополнительной выработке электрической и тепловой мощности за счет оптимизации давления второго контура и перехода на двухступенчатый подогрев сетевой воды.

Экономическая эффективность: снижение удельных расходов топлива.

Область применения: действующие ТЭЦ с аналогичными мощностями.

Работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Office Word 2016, с использование программ Microsoft Office Excel 2016, Компас 3D–V18.1, Mathcad 15, Embarcadero RAD Studio 10.4.



## Сокращения

ТЭС – тепловая электростанция;  
ГРЭС – государственная районная электростанция;  
ТЭЦ – теплоэлектроцентраль;  
ПГУ – парогазовая установка;  
КУ – котел-утилизатор;  
ГТУ – газотурбинная установка;  
ГТ-надстройка – газотурбинная надстройка;  
ПТУ – паротурбинная установка;  
ЦНД – цилиндр низкого давления;  
КПД – коэффициент полезного действия;  
ППВД – пароперегреватель высокого давления;  
ИВД – испаритель высокого давления;  
ЭВД – экономайзер высокого давления;  
ППНД – пароперегреватель низкого давления;  
ИНД – испаритель низкого давления;  
ГПК – газовый подогреватель конденсата;  
ПВД – подогреватель высокого давления;  
ПНД – подогреватель низкого давления;  
ПАО – публичное акционерное общество;  
ЗАО – закрытое акционерное общество;  
ТКЗ – Таганрогский котлостроительный завод;  
ЛМЗ – Ленинградский металлический завод;  
УТЗ – Уральский турбинный завод;  
УРУТ – удельный расход условного топлива;  
СЗЗ – санитарно-защитная зона;  
ПДК – предельно допустимая концентрация;  
СОУТ – специальная оценка условий труда.

## Оглавление

Введение.....	13
1 Особенности расчета тепловой схемы ПГУ-ТЭЦ .....	15
1.1 Влияние температуры наружного воздуха на годовые показатели ПГУ-ТЭЦ.....	18
2 Математическое моделирование теплового расчета поверхностей нагрева КУ .....	20
3 Выбор режима проектирования КУ в составе ПГУ-ТЭЦ .....	28
4 Анализ вариантов парогазовой ТЭЦ на базе GST5-4000F.....	36
4.1 Выбор КУ.....	36
4.2 Паровая турбина ПТ-60-130 .....	37
4.3 Варианты работы паротурбинной установки в составе ПГУ .....	39
5 Расчет тепловой схемы в номинальном теплофикационном режиме .....	42
5.1 Расчет ПГУ-ТЭЦ с модернизацией турбины ПТ-60-130 на номинальный теплофикационный режим.....	43
5.1.1 Определение теплофизических характеристик выхлопных газов.....	43
5.1.2 Расчет котла утилизатора.....	48
5.1.3 Определение мощности паровой турбины с модернизацией.....	53
5.1.4 Расчет сетевой установки.....	57
5.1.5 Показатели тепловой экономичности ПГУ-ТЭЦ с модернизацией турбины .....	58
5.2 Расчет ПГУ-ТЭЦ с дополнительной турбиной на номинальный теплофикационный режим.....	59
5.2.1 Выбор и обоснование давления контура низкого давления.....	59
5.2.2 Расчет котла утилизатора.....	60
5.2.3 Расчет сетевой установки.....	65
5.2.4 Определение мощности паровой турбины.....	68

5.2.5 Расчет дополнительной паровой турбины (ДТ) .....	70
5.2.6 Показатели тепловой экономичности ПГУ-ТЭЦ с дополнительной турбиной .....	72
6 Расчет показателей работы схемы ПГУ-ТЭЦ при изменении температуры наружного воздуха .....	75
6.1 Моделирование расчета схемы ПГУ-ТЭЦ при изменении температуры наружного воздуха.....	75
6.2 Общий алгоритм поверочного расчета контура ВД КУ .....	78
6.3 Алгоритм поверочного расчета контура НД КУ в составе ПГУ-ТЭЦ с модернизацией ПТ-60-130 .....	82
6.4 Алгоритм поверочного расчета контура НД КУ в составе ПГУ-ТЭЦ с дополнительной турбиной .....	84
6.5 Сравнение годовых энергетических показателей .....	87
7 Конструкторский расчет.....	98
8 Выбор оборудования ПГУ-ТЭЦ .....	111
9 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	117
9.1 Анализ конкурентных технических решений.....	117
9.2 Планирование работ .....	119
9.3 Бюджет научного исследования.....	121
9.4 Смета материальных затрат.....	122
9.5 Сырье, материалы, покупные изделия (за вычетом отходов).....	122
9.6 Основная заработная плата.....	123
9.7 Дополнительная заработная плата.....	127
9.8 Затраты на социальные отчисления.....	128
9.9 Накладные расходы .....	128
9.10 Оценка экономической эффективности разработки .....	129

10 Социальная ответственность .....	137
10.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	138
10.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства .....	138
10.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны исследователя .....	139
10.2 Производственная безопасность .....	140
10.2.1 Анализ вредных и опасных факторов, создаваемых объектом исследования в производственных условиях.....	140
10.2.2 Расчет искусственного освещения.....	145
10.3 Экологическая безопасность .....	148
10.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	150
Заключение .....	153
Список используемых источников.....	155
Приложение А .....	159
Приложение Б.....	180
Приложение В.....	189
Графический материал: ФЮРА.311160.001 ТЗ Принципиальная тепловая схема двухконтурной ПГУ- ТЭЦ с дополнительной турбиной	

## **Введение**

Сегодня наиболее эффективными установками для производства электроэнергии являются парогазовые установки (ПГУ) с котлами-утилизаторами (КУ). При своей относительно невысокой удельной капитальной стоимости и металлоемкости они термодинамически более эффективны – современные ПГУ с КУ позволяют экономить до 30 % топлива по сравнению с блоками сверхкритических параметров, а также оказывают меньшее вредное воздействие на окружающую среду [1].

Одним из приоритетных направлений развития энергетики считается реконструкция существующего теплоэнергетического оборудования. Наряду с наиболее эффективным, но и более затратным вариантом сооружения современных блоков ПГУ на площадке старой ТЭС, имеет место переход на ПГУ с использованием оборудования действующих станций. Актуальным становится внедрение газотурбинных установок (ГТУ) с КУ [2]. Использование газотурбинных надстроек (ГТ-надстроек) позволяет снизить удельные расходы топлива на выработку электроэнергии и наиболее простым средством модернизировать энергетику на данном этапе [3]. Принципиально различают два варианта: установка ГТУ и КУ в существующем здании с демонтажем имеющегося парового котла, интеграция ГТУ в тепловую схему паросилового блока (на пылеугольных электростанциях, где природный газ используется как второе топливо). Во многих случаях второй вариант является более предпочтительным, так как позволяет полностью использовать инфраструктуру существующей станции и уменьшить инвестиционные расходы.

Известны три принципиальные возможности интеграции ГТУ в тепловую схему:

1. Использование отработавшего в ГТУ газа в качестве окислителя для сжигания топлива в паровом котле;

2. Включение ГТУ по параллельной схеме для производства пара в КУ с дальнейшей подачей его в паропровод острого пара наряду с рабочим телом паровых котлов;

3. Использование тепла уходящих газов ГТУ для подогрева питательной воды и основного конденсата.

Схемы с подогревом питательной воды и основного конденсата в КУ имеют наибольшее распространение и получили название ГТ-надстройки с вытеснением регенерации [4–6]. Недостатком такого варианта модернизации ТЭС является существенное ухудшение показателей тепловой экономичности паротурбинной установки (ПТУ): растет доля потерь теплоты в конденсаторе, снижается расход острого пара по сравнению с номинальным из-за ограничения пропуска пара в конденсатор с соответствующим падением электрической мощности ПТУ.

В данной работе предлагается разработка парогазовой ТЭЦ с использованием ГТ-надстройки на базе ГТ SGT5-4000F с вытеснением регенерации в КУ. При этом предполагается надстройка дополнительной теплофикационной турбины и перевод на двухступенчатый подогрев сетевой воды.

Таким образом, целью работы является проектирование парогазовой установки: разработка тепловой схемы и нахождение оптимальных параметров, оптимизация конструктивных характеристик котла-утилизатора.

## **1 Особенности расчета тепловой схемы ПГУ-ТЭЦ**

В тепловой схеме почти всех типов ПГУ, и в том числе ПГУ-ТЭЦ, значительное место занимает энергетический модуль «газотурбинная установка – котел-утилизатор» (ГТУ-КУ).

Для того, чтобы рассчитать работу модуля с заданным расходом пара, необходимо провести итеративный (с последовательными приближениями) расчет КУ и ГТУ на различной нагрузке корректировкой на каждом шаге указанных исходных данных.

Одновременный расчет модуля ГТУ-КУ и ПТУ проводится с учетом использования одного, двух или трех потоков пара с различными параметрами. При этом расчет зависит от структуры проточной части паровой турбины – систем парораспределения на входе в турбину и на входе в рабочие отсеки после камер смешения. Последнее обстоятельство играет немаловажную роль. При использовании в ПТ соплового распределения не только в части высокого, но и части низкого давления давление пара КУ поддерживается на заданном уровне. При полностью открытых регулирующих элементах (режим скользящего давления) в расчетах необходима постоянная корректировка давления пара, генерируемого КУ, по всем существующим контурам, т.е. число итерационных шагов значительно увеличивается. Необходима постоянная корректировка и температуры питательной воды (или конденсата) КУ, так как ее значение зависит от работы конденсатора и подогревателей сетевой воды.

Таким образом, для рассматриваемых схем ПГУ-ТЭЦ (с КУ) невозможно реализовать такую последовательность расчета, при которой сначала рассчитывалась бы ПТУ, а потом парогенерирующий модуль (ГТУ-КУ), как это имеет место для традиционных паросиловых блоков. Очевидна значительно большая сложность алгоритма расчета тепловой схемы блока ПГУ-ТЭЦ по сравнению с алгоритмом расчета традиционных паросиловых ТЭЦ. Необходимо разработать такой алгоритм и создать соответствующие машинные средства расчета.

Цели расчета тепловой схемы в любом режиме работы ПГУ-ТЭЦ:

- определение параметров рабочих тел в ГТУ и КУ;
- расчет тепловой схемы ПТ (определение параметров и расходов рабочего тела в каждом отсеке);
- расчет других элементов тепловой схемы (сетевых подогревателей, деаэраторов, конденсаторов, РОУ и др.);
- определение электрической и тепловой мощности элементов схемы;
- определение расходов топлива в КС ГТУ и камеры дожигания (КД) КУ.

Расчет необходим для определения возможности работы элементов схемы и схемы в целом в различных режимах (номинальных и нерасчетных). Он проводится с целью определить показатели тепловой экономичности ПГУ-ТЭЦ для анализа эффективности той или иной схемы, режима работы, оценки годовых показателей и т.п.

Условно расчет тепловой схему ПГУ-ТЭЦ можно представить в виде последовательности следующих расчетов:

1) предварительный расчет ПГУ-ТЭЦ проводят для определения электрической и тепловой мощности всей ТЭЦ и ее элементов. Для детального расчета схемы ПГУ-ТЭЦ необходимо предварительно оценить тепловые потоки. Расчет основывается на уравнениях теплового баланса элементов тепловой схемы и проводится для нескольких температур наружного воздуха с учетом изменения тепловых нагрузок;

2) конструкторский расчет – определение структуры и конфигурации поверхностей нагрева КУ, характеристик отсеков проточной части ПТ, теплообменного оборудования (сетевых подогревателей, конденсаторов и пр.). Для каждого элемента схемы расчет проводят индивидуально с учетом особенностей его работы при различных условиях (нагрузка, температура наружного воздуха и т.п.);

3) поверочный расчет (переменного режима работы) ПГУ-ТЭЦ осуществляют с учетом характеристик элементов для определения показателей работы установки в различных режимах. Поверочный расчет представляет



собой статическую модель энергоустановки и позволяет определить показатели работы только в одной точке графика режима работы.

После построения процесса расширения пара рассчитывают тепловые балансы сетевых подогревателей, уточняют расходы пара в них и через отсеки турбины, определяют электрическую мощность ПТ и другие параметры рабочего тела в элементах ПТУ.

Конструкторский расчет ПТУ проводят при определенном базовом режиме (не обязательно совпадающем с базовым для расчета КУ). Выбор базового режима для теплофикационной турбины сложнее, чем для конденсационной, он зависит от множества факторов: необходимо учитывать изменение графика тепловой нагрузки, наличие пиковых водогрейных подогревателей, число контуров давления пара, изменение паропроизводительности КУ и др. Если турбина имеет конденсатор, то нужно учитывать требования к работе части НД в конденсационном режиме. Пропускная способность отсеков ПТ оценивается по максимальной паропроизводительности котла. Конструкторский расчет конденсатора делают для режима максимального расхода пара в конденсатор.

Исходными данными для расчета служат следующие величины:

- параметры пара на входе в систему парораспределения ПТ (один, два или три контура давления);
- расход и температура сетевой воды в обратной и прямой магистралях (в соответствии с температурным графиком сетевой воды);
- расход и температура охлаждающей воды на входе в конденсатор, характеристика конденсатора (при использовании турбины с конденсатором);
- параметры рабочего тела по отсекам ПТ в расчетном режиме;
- давление пара перед регулирующей диафрагмой (в установках с регулируемыми отборами).

Предварительный расчет тепловой схемы энергоблока ПГУ-ТЭЦ и поверочный расчет какого-либо режима работы блока достаточно сложны вследствие того, что параметры основных элементов схемы энергоблока ПГУ-

ТЭЦ влияют один на другой, поэтому возникает необходимость итерационного расчета всей схемы.

Сначала по температуре наружного воздуха и заданной нагрузке определяют параметры рабочего режима ГТУ, принимая значение аэродинамического сопротивления КУ и соответствующих газоходов равным примерно 2-3 кПа. После этого рассчитывают КУ. При поверочном расчете находят значения гидравлических и аэродинамических сопротивлений КУ и делают повторный расчет модуля «ГТУ-КУ» по скорректированным данным. Далее определяют параметры рабочих тел в схеме паротурбинной и теплофикационной установок. Расчет ПТУ позволяет скорректировать исходные данные для повторного расчета КУ и парогенерируемого модуля «ГТУ-КУ» в целом. Затем повторяют расчет ПТУ с модулем «ГТУ-КУ» с постоянной корректировкой исходных данных. Одновременно определяют затраты тепловой и электрической энергии на собственные нужды. После необходимого числа шагов расчета режима ПГУ-ТЭЦ с последовательным приближением сравнивают значения полученной и заданной тепловой мощности ТЭЦ. В зависимости от этого меняют относительную нагрузку ГТУ и весь расчет ПГУ-ТЭЦ повторяют до достижения нужной степени сходимости.

Корректируемые данные для расчета тепловой схемы блока в различной степени влияют на результаты каждого повторного расчета всей схемы. К примеру, уточнение температуры питательной воды КУ вносит более значительные изменения в расчет, чем изменение значения аэродинамического сопротивления КУ.

На последнем этапе рассчитывают показатели тепловой экономичности ПГУ-ТЭЦ согласно разработанной методике.

### **1.1 Влияние температуры наружного воздуха на годовые показатели ПГУ-ТЭЦ**

Большое влияние на работу и энергетические характеристики ПГУ оказывают климатические условия (температура, относительная влажность и давление наружного воздуха). Их изменения сказываются на экономичности,

развиваемой электрической мощности, расходах рабочих сред и их параметрах. Объясняется это тем, что при изменении температуры изменяется плотность наружного воздуха. В результате снижается массовый расход забираемого из атмосферы воздуха и, как следствие, снижается мощность ГТУ и изменяются все ее характеристики. Исследование этой зависимости и создание методики оценки экономической эффективности реализации проектов с ГТУ актуально, так как это позволит более эффективно планировать производственные программы создаваемых энергогенерирующих объектов.

Температура наружного воздуха зависит от многих внешних факторов расположения объекта. В различных районах РФ в годовом разрезе колебания температуры могут быть от +45 до -65°C. Это нужно учитывать при рассмотрении нерасчетных режимов работы ГТУ. В последние годы перепады температуры стали случаться довольно часто, что приводит к росту в несколько раз пиковых электрических и тепловых нагрузок. По оценкам метеорологов среднее потепление формирует отопительный сезон на несколько дней короче. Станциям необходимо подстраиваться под внешнее воздействие среды и каждый раз повышать эффективность использования электричества и тепла, чтобы не оказаться убыточными.

## 2 Математическое моделирование теплового расчета поверхностей нагрева КУ

Для проведения расчетов показателей ПГУ на базе ГТУ SGT5-4000F была выбрана тепловая схема одноконтурного КУ с одноступенчатым подогревом сетевой воды.

В таблице 1 представлены основные показатели ГТУ при номинальной нагрузке в зависимости от температуры наружного воздуха.

Таблица 1 – Основные характеристики SGT5-4000F при номинальной нагрузке в зависимости от температуры наружного воздуха [14]

Параметр	Температура наружного воздуха $t_{нв}$ , °C		
	+15	0	-11
Электрическая мощность ГТУ $N_{гту}$ , МВт	275	275	275
Температура газов за ГТУ $\theta_d$ , °C	578	556	542
Расход газов за ГТУ $G_r$ , кг/с	665	708	725
Расход топлива в КС $B_{кс}$ , кг/с	15,66	15,66	15,66

Основными элементами ПГУ являются: газотурбинная установка, котел-утилизатор и паровая турбина с отбором на теплофикацию. Вспомогательное оборудование: конденсатор, деаэратор, сетевая установка.

Одноконтурный КУ имеет три теплообменных поверхности: пароперегреватель ПП, испаритель И, экономайзер Э, газовый подогреватель конденсата ГПК.

Принципиальная тепловая схема ПГУ-ТЭЦ с котлом-утилизатором в одноконтурном исполнении представлена на рисунке 1.

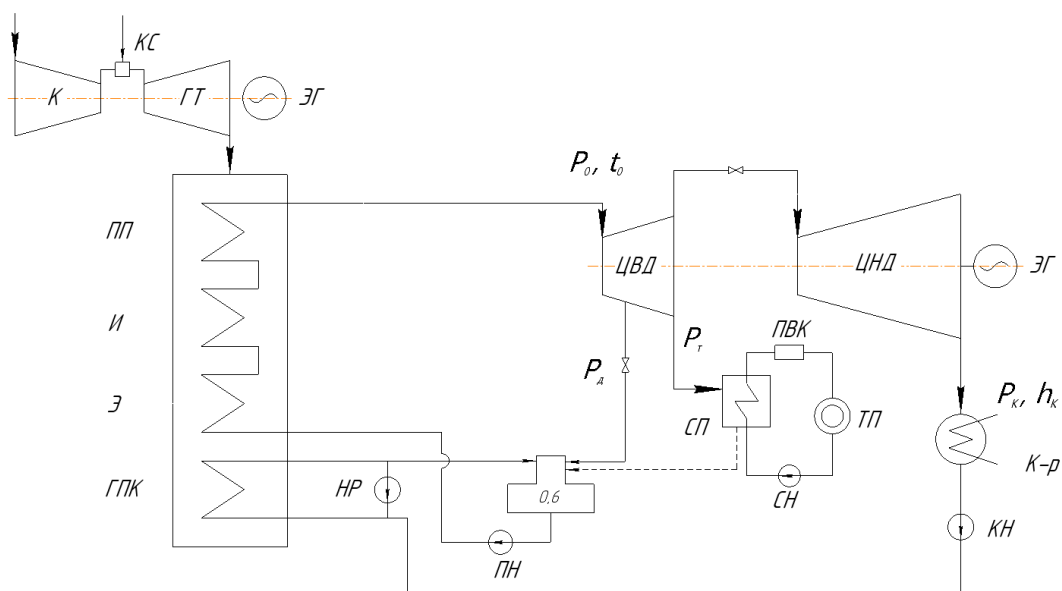


Рисунок 1 – Принципиальная схема ПГУ-ТЭЦ с одноконтурным КУ

Исходными данными для разработки ПГУ является заданный тип ГТУ, под который проектируется КУ. В ряде случаев ПТУ выбирается из числа тех, которые предлагаются на рынке. В качестве расчетной ПТУ было принято решение использовать ПТ-60-130.

Для сравнения энергетических показателей работы ПГУ-ТЭЦ будет применяться физический метод разделения затрат топлива. Предпочтение получит тепловая схема с наибольшей теплофикацией и выработкой электроэнергии.

В работе проводятся два вида расчетов: конструкторский и поверочный расчеты КУ.

На основании таблицы 1 проводится конструкторский расчет КУ.

Конструкторский расчет КУ сводится к решению уравнения теплового баланса и теплопередачи.

Исходными данными для поверочного расчета являются: площади поверхностей нагрева, температура наружного воздуха, температурный график теплосети. Весь расчет сводится к решению уравнений теплового баланса.

Основной задачей поверочного расчета является определение основных технико-экономических и годовых показателей ПГУ-ТЭЦ при различных режимах работы.

Таким образом, в результате поверочного расчета мы получаем расчетные данные совместной работы оборудования ПГУ-ТЭЦ в новых условиях.

Основная доля методов решения практических задач, также приближенного решения уравнений будет основана на идее последовательных приближений.

Ввиду необходимости проведения большого объема расчетов и проблемы достоверности результатов расчета, было принято решение использовать автоматизированный программный комплекс Embarcadero RAD Studio 10.4 на языке программирования Delphi.

Алгоритм расчета для котла-утилизатора одного и двух давлений почти не отличается. В данном разделе приведен упрощенный алгоритм поверочного расчета одноконтурного КУ в составе ПГУ-ТЭЦ.

Таблица 2 – Идентификатор обозначений

Обозначение	Название величины
$t_{нв}, ^\circ\text{C}$	Температура наружного воздуха
$P_0, \text{МПа}$	Давление пара на выходе из КУ
$D_0, \text{кг/с}$	Расход пара
$\theta_r, ^\circ\text{C}$	Температура газов на входе в КУ
$G_r, \text{кг/с}$	Расход газов в КУ
$F_i, \text{м}^2$	Площадь $i$ -ой поверхности
$P_d, \text{МПа}$	Давление в деаэраторе
$P_k, \text{МПа}$	Давление в конденсаторе
$\delta h, \%$	Невязка по энтальпии
$\delta Q, \%$	Невязка по тепловой мощности
$h''_i, \text{кДж/кг}$	Энтальпия насыщенного пара
$h'_i, \text{кДж/кг}$	Энтальпия насыщенной воды
$t_s, ^\circ\text{C}$	Температура насыщения
$h''_i, \text{кДж/кг}$	Энтальпия на выходе из $i$ -ой поверхности
$h'_i, \text{кДж/кг}$	Энтальпия на входе из $i$ -ой поверхности

Продолжение таблицы 2

$t_0, ^\circ\text{C}$	Температура пара на выходе из КУ
$h_0, \text{кДж/кг}$	Энтальпия пара на выходе из КУ
$Q_1^i, \text{МВт}$	Тепловая мощность по пару $i$ -ой поверхности
$\theta_i', ^\circ\text{C}$	Температура газов на входе из $i$ -ой поверхности
$\theta_i'', ^\circ\text{C}$	Температура газов на выходе из $i$ -ой поверхности
$\Delta t_{\text{ср}}^i, ^\circ\text{C}$	Среднегеометрический температурный напор $i$ -ой поверхности
$k_i, \text{кВт/м}^2 \cdot \text{К}$	Коэффициент теплопередачи $i$ -ой поверхности
$Q_3^i, \text{МВт}$	Тепловая мощность ПП по газам $i$ -ой поверхности
$h_i'', \text{кДж/кг}$	Энтальпия насыщенного пара
$h_i', \text{кДж/кг}$	Энтальпия насыщенной воды

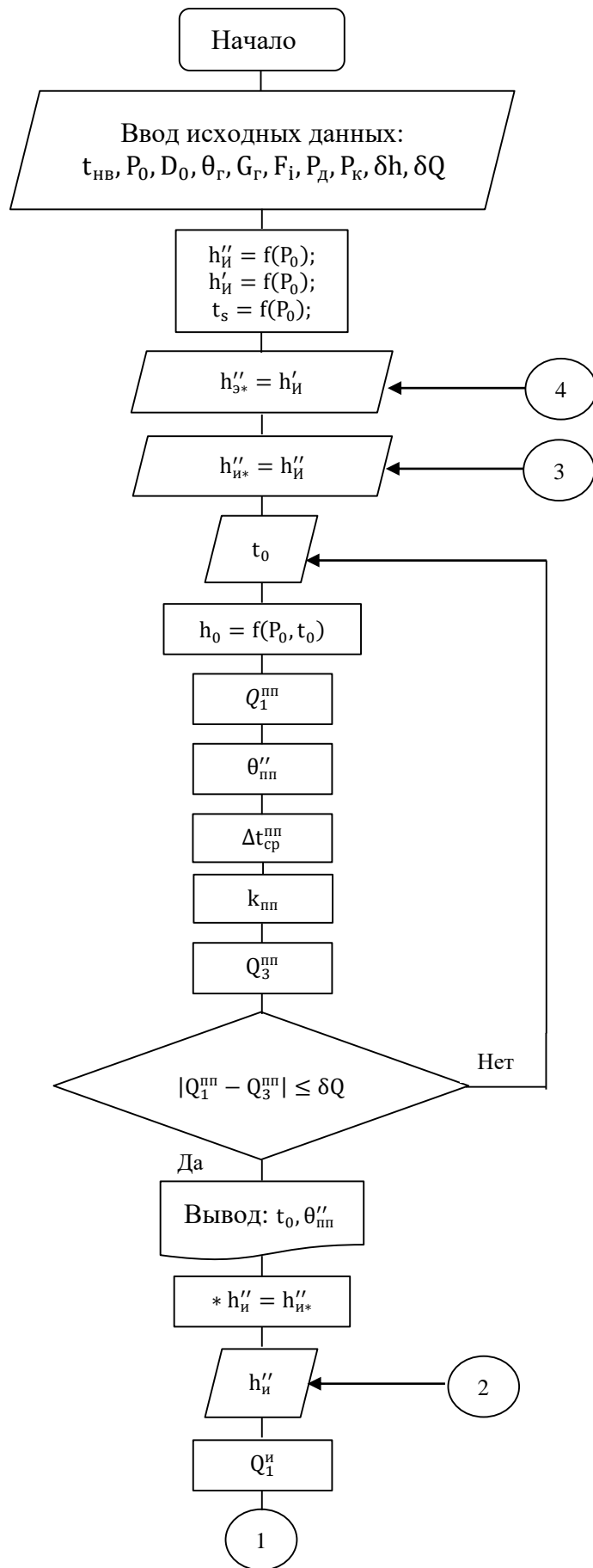


Рисунок 2 – Фрагмент блок-схемы алгоритма



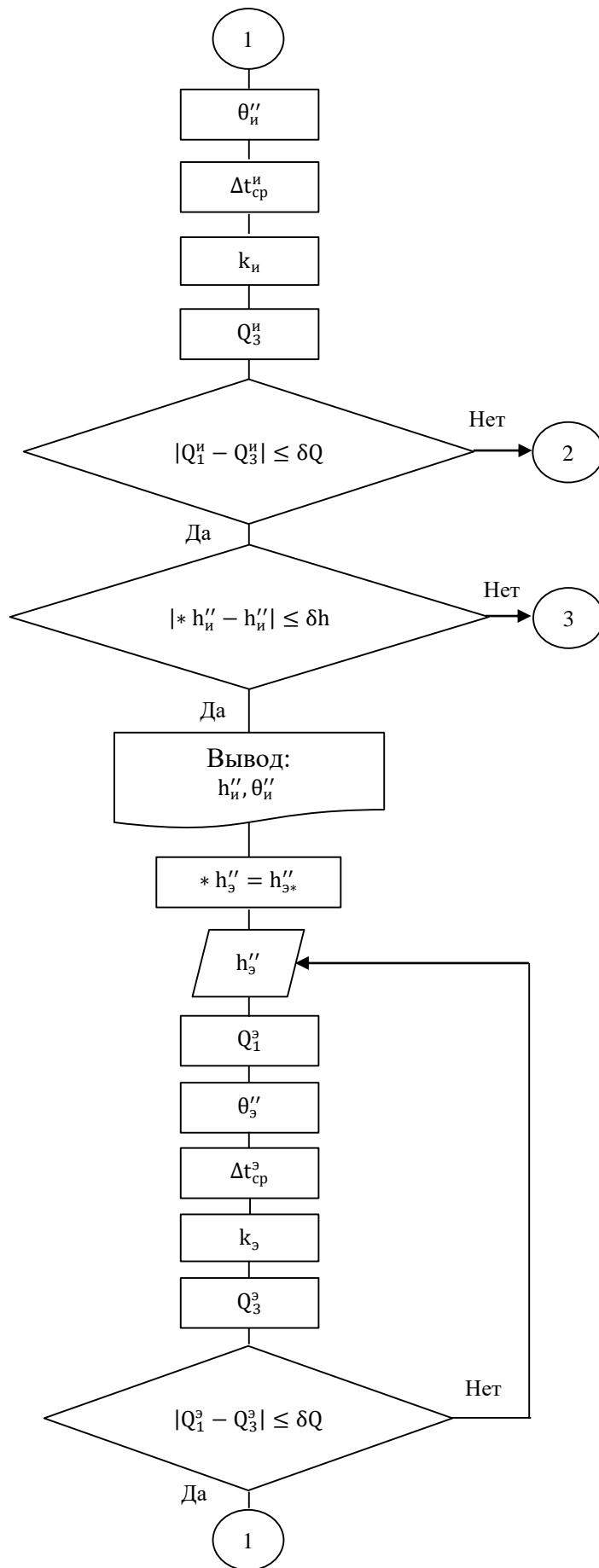


Рисунок 3 – Фрагмент блок-схемы алгоритма

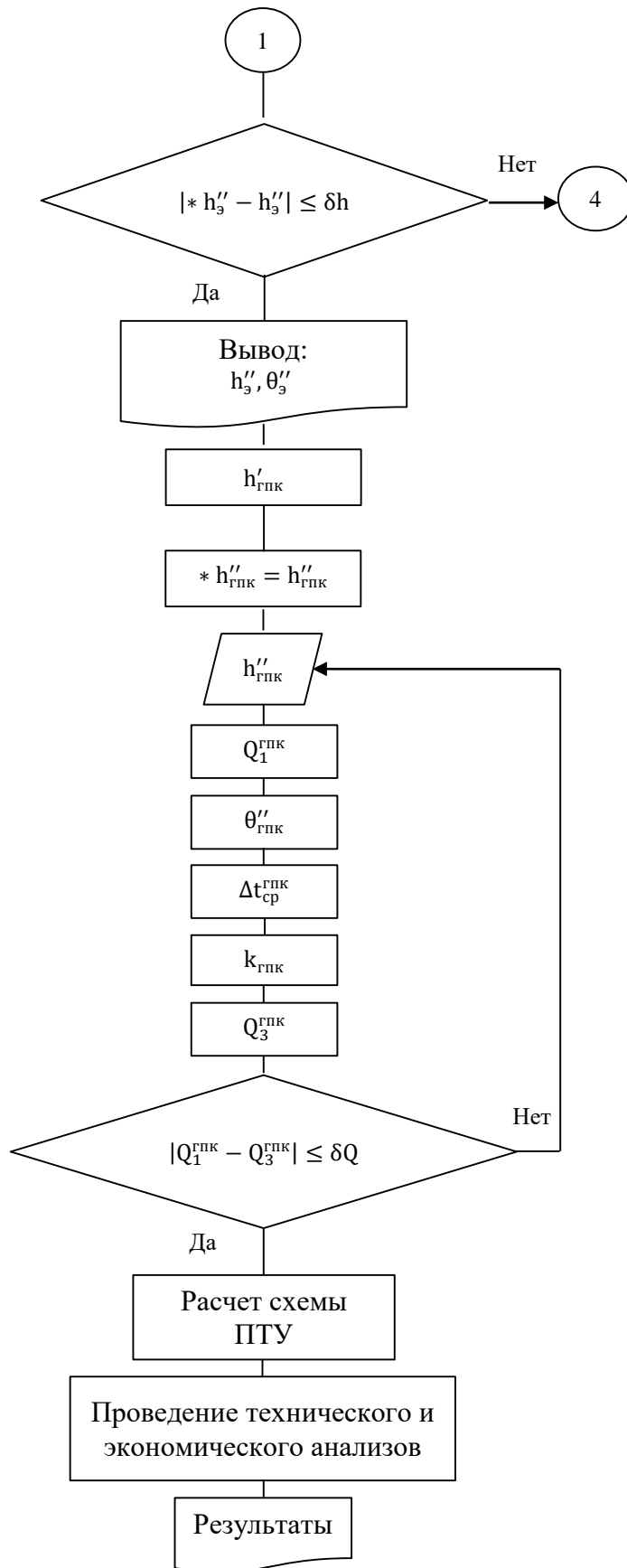


Рисунок 4 – Фрагмент блок-схемы алгоритма

Во втором разделе представлен алгоритм поверочного расчета одноконтурного котла-утилизатора в составе ПГУ-ТЭЦ.

Выбрана и описана расчетная тепловая схема для ПГУ-ТЭЦ с одноконтурным котлом-утилизатором.

Для всех тепловых схем ПГУ-ТЭЦ выбрана ГТУ SGT5-4000F (V94.3A) ООО «Сименс Технологии Газовых Турбин» (СТГТ).

Выбран критерий технического сравнения тепловой схемы ПГУ-ТЭЦ физический метод разделения затрат топлива, на основании которого будет проводиться анализ работы ПГУ-ТЭЦ с котлом-утилизатором рассматриваемых конфигураций и в различных условиях.

Выбрана используемый программный продукт Embarcadero RAD Studio 10.4 фирмы Embarcadero Technologies, работающая под Windows. Текущая версия Embarcadero RAD Studio 10.4 объединяет Delphi и C++ Builder в единую интегрированную среду разработки.

### 3 Выбор режима проектирования КУ в составе ПГУ-ТЭЦ

Недостаток опыта проектирования и разработок вызывает серьезные трудности при выборе типа и необходимого состава оборудования тепловой схемы для конкретных условий. На данный момент фактически отсутствуют рекомендации по выбору профиля тепловой схемы ПГУ-ТЭЦ утилизационного типа, которые бы учитывали климатические особенности регионов и характер изменения параметров ГТУ, а также влияние экономических условий. Из-за отсутствия комплексного подхода к проектированию ПГУ-ТЭЦ практически нет рекомендаций по выбору проектного режима основного оборудования, а также оптимального значения тепловой нагрузки, покрываемой от оборудования ПГУ-ТЭЦ и пиковыми источниками.

Проектирование ПГУ-ТЭЦ с КУ имеет свои особенности, которые связаны, в первую очередь, с постоянным изменением параметров рабочего тела в ГТУ, режимов работы, с характером изменения тепловой нагрузки потребителя. Как уже было показано выше, заметное влияние на эффективность работы схем ПГУ-ТЭЦ оказывают климатические условия, которые в конечном итоге сказываются на характере работы всего энергетического оборудования энергоблоков.

Опыт проектирования и эксплуатации классических паросиловых теплоэлектроцентралей, работающих по температурному графику, показывает, что наилучшие показатели тепловой экономичности ТЭЦ такого типа достигаются при полной загрузке по теплу, обеспечивая по условиям надежности минимальный вентиляционный пропуск пара через последние ступени паровой турбины.

Для конструкторского расчета принимается расчетные температуры наружного воздуха  $+15^{\circ}\text{C}$ ,  $0^{\circ}\text{C}$ ,  $-11^{\circ}\text{C}$ .

Прохождение нагрузки:

- 1)  $+15^{\circ}\text{C}$  – теплофикационная турбина работает по летнему графику;
- 2)  $0^{\circ}\text{C}$  – по тепловому графику;
- 3)  $-11^{\circ}\text{C}$  – по тепловому графику;
- 4)  $-25^{\circ}\text{C}$  – по летнему графику.

В процессе теплового расчета КУ с целью нахождения конструктивных характеристик была проведена оптимизация начального давления ( $P_0$ , МПа). При повышении  $P_0$  увеличивается располагаемый теплоперепад  $H_0$  в турбине за счет увеличения энтальпии пара  $h_0$ , а также за счет смещения процесса расширения пара в турбине. Поэтому КПД ПТУ  $\eta_{\text{ПТУ}}$  возрастает с увеличением  $P_0$ . Расход пара на турбин  $D_0$  уменьшается с повышением начального давления  $P_0$ .

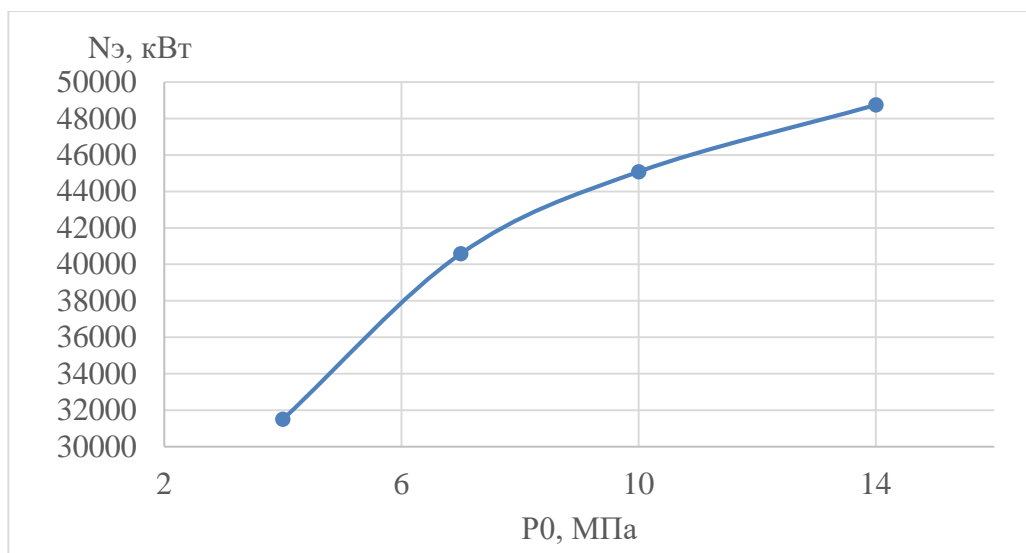


Рисунок 5 – Зависимость электрической мощности  $N_{э}$  от начального давления  $P_0$

Конструкторский расчет КУ производится при начальном давлении  $P_0 = 14$  МПа. При дальнейшем повышении  $P_0$  увеличиваются капиталовложения с целью повышения прочностных свойств металла.

В результате конструкторского расчета КУ определяются площади поверхностей нагрева.

Результаты конструкторского расчета одноконтурного КУ представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Результаты конструкторского расчета одноконтурного КУ при базовых температурах

$t_{\text{НВ}}^*$ , °С	+15	0	-11
$D_0$ , кг/с	92,57	91,3	89,42
$F_{\text{ПП}}$ , м <sup>2</sup>	20225,31	19274,02	18485,6
$F_{\text{И}}$ , м <sup>2</sup>	41307,97	42500,09	42733,2

Продолжение таблицы 3

$F_{\Sigma}, \text{м}^2$	50377,08	46903,24	44483,24
$F_{\text{ГПК}}, \text{м}^2$	6276,98	5719,5	4842,42
$F_{\Sigma}, \text{м}^2$	118187,34	114396,85	110544,46

На основании конструкторского расчета проводится поверочный расчет для каждой расчетной температуры наружного воздуха. Результаты поверочного расчета приведены ниже.

Таблица 4 – Результаты поверочного расчета КУ, спроектированного на температуру наружного воздуха +15°C

$t_{\text{НВ}}, \text{°C}$	<b>+15</b>	0	-11	-25
$D_0, \text{кг/с}$	<b>92,57</b>	92,57	92,57	92,57
$T_0, \text{°C}$	<b>542,73</b>	515,33	490,81	447,95
$Q_T, \text{кВт}$	<b>0</b>	212164,47	130400	205814,78
$N_{\Sigma}, \text{кВт}$	<b>88495,33</b>	85159,55	78608,15	66934,07
$F_{\Sigma}, \text{м}^2$	118187,34			

Таблица 5 – Результаты поверочного расчета КУ, спроектированного на температуру наружного воздуха 0°C

$t_{\text{НВ}}, \text{°C}$	+15	<b>0</b>	-11	-25
$D_0, \text{кг/с}$	91,3	<b>91,3</b>	91,3	91,3
$T_0, \text{°C}$	550,08	<b>521,59</b>	497,38	452,52
$Q_T, \text{кВт}$	0	<b>128610</b>	207206,67	202991,14
$N_{\Sigma}, \text{кВт}$	88165,95	<b>84741,46</b>	78284,48	66500,64
$F_{\Sigma}, \text{м}^2$	114396,85			

Таблица 6 – Результаты поверочного расчета КУ, спроектированного на температуру наружного воздуха  $-11^{\circ}\text{C}$

$t_{\text{нв}}, ^{\circ}\text{C}$	+15	0	<b>-11</b>	-25
$D_0, \text{кг/с}$	89,42	89,42	<b>89,42</b>	89,42
$T_0, ^{\circ}\text{C}$	561,05	532,27	<b>509,46</b>	463,1
$Q_T, \text{кВт}$	0	125962	<b>202939,98</b>	198811,25
$N_3, \text{кВт}$	87646,9	84253,21	<b>78043,93</b>	66226,63
$F_{\Sigma}, \text{м}^2$	110544,46			

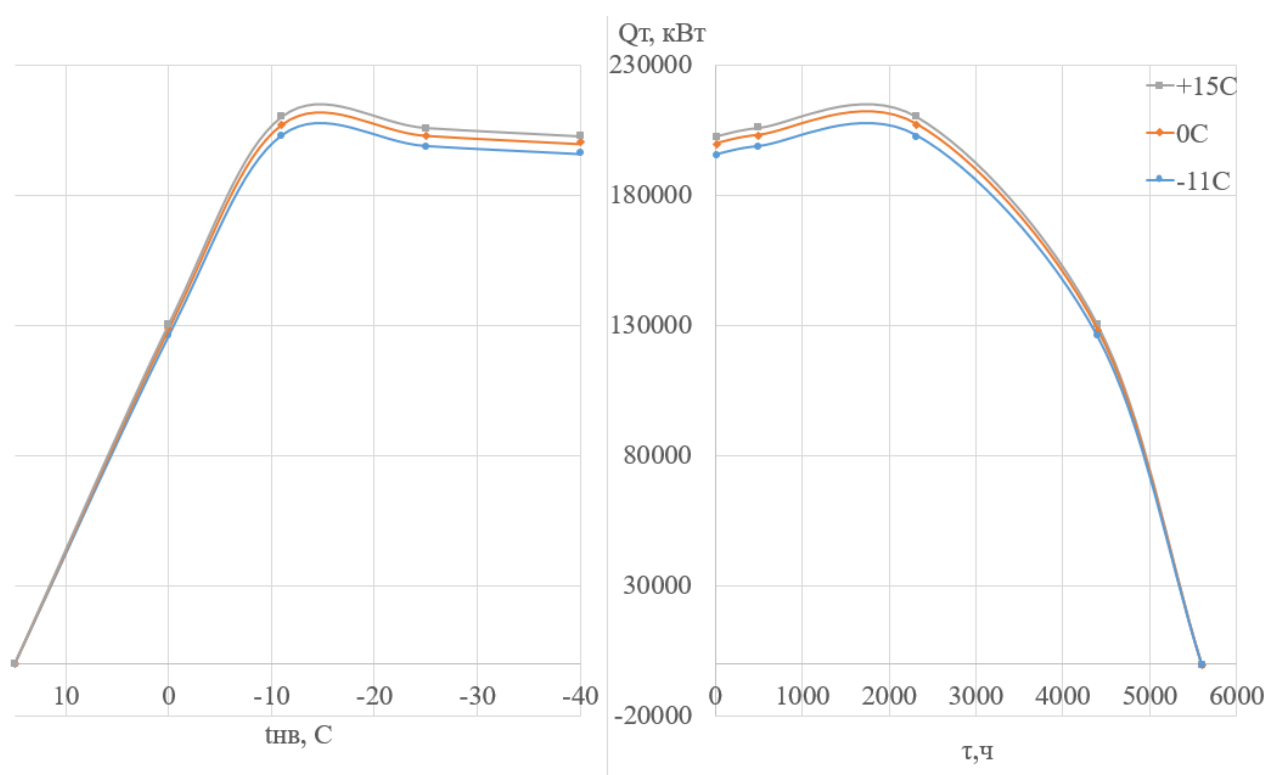


Рисунок 6 – График продолжительности тепловой нагрузки для проектной температуры  $+15^{\circ}\text{C}$

Для сравнения тепловых схем ПГУ-ТЭЦ с КУ в одноконтурном исполнении, спроектированных при различных расчетных температурных точках, будем рассматривать годовые показатели работы ПГУ-ТЭЦ и влияние изменения экономических факторов на финансовые показатели работы энергоблока в целом.

За базовую расчетную схему принимаем КУ, спроектированный при температуре наружного воздуха +15С.

Результаты расчета влияния проектной температуры наружного воздуха на годовые показатели ПГУ и на конфигурацию КУ приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Изменение годовых показателей ПТУ и конфигурации КУ при различных проектных температурах по сравнению с базовой

$t_{\text{нв}}^*$ , °C	15	0	-11
$\Delta F_{\Sigma}$ , м <sup>2</sup>	0	-3790,49	-7642,88
$\Delta \mathcal{E}_{\text{год}}$ , млн. кВт · ч	0,00	-1901,46	-3726,46
$\Delta Q_{\text{т}}$ , млн. кВт · ч	0,00	-9062,67	-22476,00

На основании таблицы 7 был построен график изменения годовых показателей и общей площади поверхности КУ при различных проектных температурах по сравнению с принятой базовой температурой.

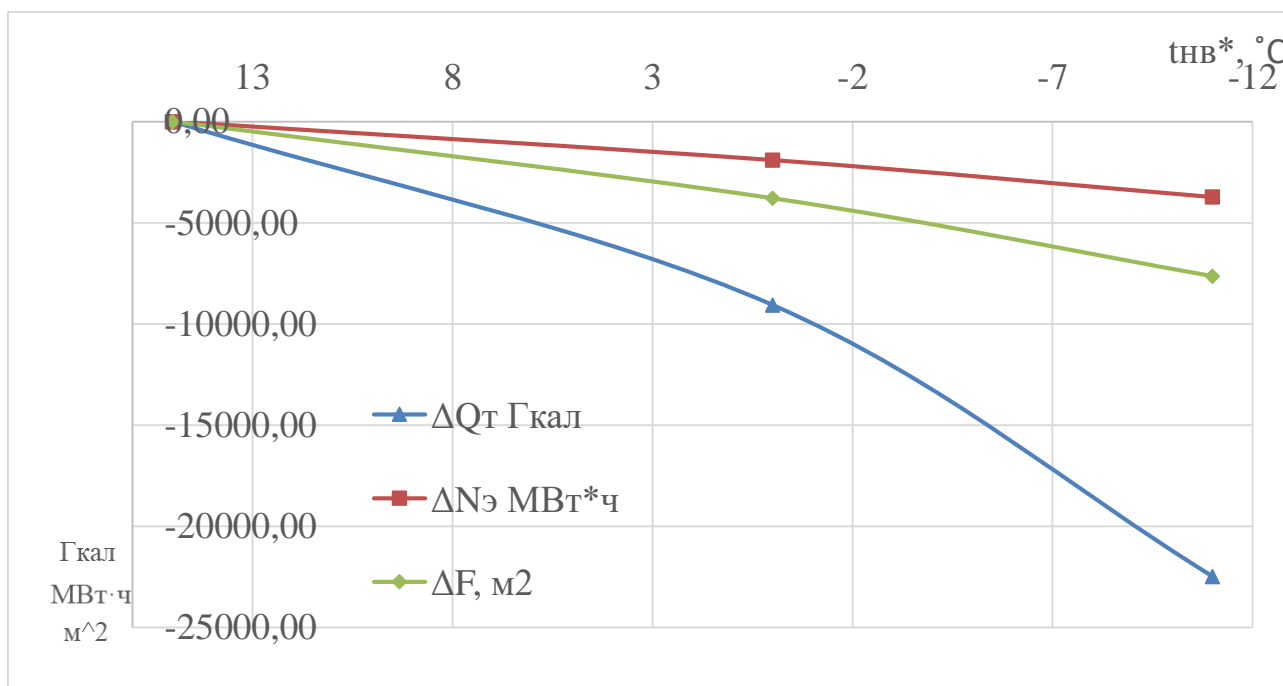


Рисунок 7 – График влияния проектной температуры наружного воздуха на годовые показатели ПГУ и конфигурацию КУ

Как видно из графика, при проектировании КУ на более низкие расчетные температуры характерно снижение годовой выработки электроэнергии и тепловой энергии, а также уменьшение общей площади поверхностей КУ.



Перед проведением экономического расчета определяем удельное капиталовложение в КУ, а также некоторые допущения. Удельная стоимость котла-утилизатора принята равной  $K_{уд}=100$  тыс.руб/м<sup>2</sup>. Стоимость электроэнергии –  $C_э=3$  руб/кВт·ч; тепловой энергии –  $C_Т=1500$  руб/Гкал.

Для сравнения тепловых схем с различными параметрами следует использовать следующую формулу:

$$\Delta Д = \Delta Э_{год} \cdot C_э + \Delta Q_{год} \cdot C_Т - \Delta К \cdot (E_H + P_A). \quad (3.1)$$

$E_H$  – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений. Для топливно-энергетического комплекса:

$$E_H = 0,15. \quad (3.2)$$

$P_A$  – норма амортизационных отчислений. Для теплоэнергетического оборудования:

$$P_A = 0,07. \quad (3.3)$$

$\Delta К$  – изменение капиталовложений при различных температурах по сравнению с базовой:

$$\Delta К = \Delta F_{\Sigma} \cdot K_{уд}. \quad (3.4)$$

Результаты расчета влияния проектной температуры наружного воздуха на ежегодный доход приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Зависимость ежегодного дохода от удельной стоимости поверхности КУ при проектных температурах

$t_{нв}^*, \text{ }^\circ\text{C}$	15	0	-11
$\Delta Д, \text{ млн. руб (} K_{уд} = 1 \text{)}$	0	-18,46	-43,21
$\Delta Д, \text{ млн. руб (} K_{уд} = 20 \text{)}$	0	-2,62	-11,26
$\Delta Д, \text{ млн. руб (} K_{уд} = 50 \text{)}$	0	22,40	39,18
$\Delta Д, \text{ млн. руб (} K_{уд} = 100 \text{)}$	0	64,09	123,25

\*Удельная стоимость  $K_{уд}$  поверхности КУ приведена в тыс.руб/м<sup>2</sup>.

На основании таблицы 8 построен график влияния удельной стоимости КУ на ежегодный доход ПГУ-ТЭЦ.

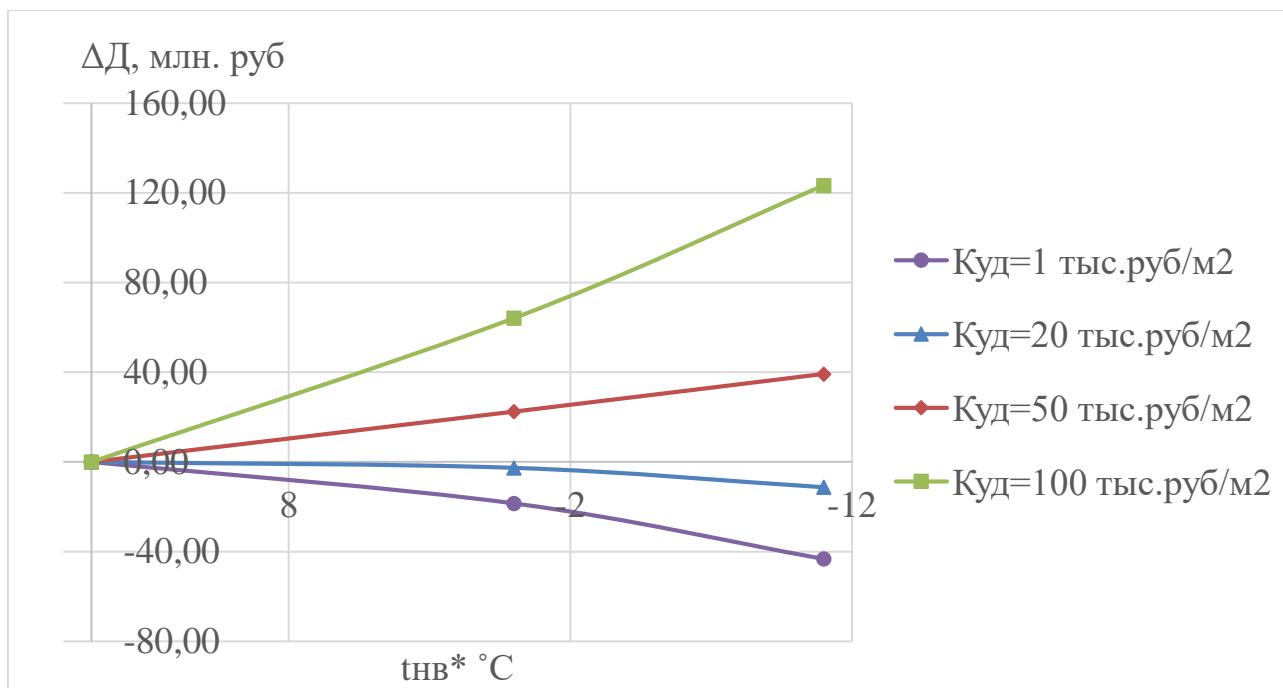


Рисунок 8 – График влияния удельной стоимости поверхности КУ на изменение годового дохода

Как видно из графика при проектировании КУ на более низкие расчетные температуры характерно увеличение ежегодного дохода при высокой удельной стоимости поверхностей нагрева котла. Одной из причин является снижение капитальных вложений в КУ, что связано с использованием котла-утилизатора меньшей поверхности нагрева.

Проектирование КУ на более низкие температуры наружного воздуха, что соответствует меньшей площади поверхности теплообмена, выгодно при высокой удельной стоимости поверхностей нагрева котла. При этом недоотпуск тепловой и электрической энергии от ПГУ полностью компенсируется снижением капитальных затрат в КУ.

Анализ источников литературы показывает, что в большинстве случаев для проектирования КУ в составе ПГУ-КЭС принимается среднегодовая температура наружного воздуха, а для ПГУ-ТЭЦ- среднеотопительная температура.

Таким образом, в четвертом разделе сформулирован и описан выбор режима проектирования КУ в составе ПГУ-ТЭЦ.

В дальнейших расчетах выбирается режим проектирования КУ в составе ПГУ-ТЭЦ, соответствующий режиму проектирования теплофикационных турбин с регулируемыми отопительными отборами. Этот режим соответствует температуре включения ПВК, при котором достигается максимальное число часов использования тепловой мощности отопительных отборов. Для г. Томска по сетевому графику 150°C/70°C с коэффициентом теплофикации 0,5 этот режим соответствует температуре наружного воздуха  $t_{\text{нв}} = -11$  °C.

#### 4 Анализ вариантов парогазовой ТЭЦ на базе GST5-4000F

С целью обоснования выбора варианта тепловой схемы ПГУ-ТЭЦ на базе ПТ-60-130 с ГТУ GST5-4000F рассматривались различные варианты. В качестве варианта надстройки ТЭЦ на базе паровой турбины ПТ-60-130 была выбрана схема с утилизацией продуктов сгорания от газовой турбины в котле-утилизаторе.

Для анализа влияния температурного графика теплосети на технико-экономические и годовые показатели работы ПГУ-ТЭЦ предлагается использовать температурный график  $+150^{\circ}\text{C}/70^{\circ}\text{C}$ , а также коэффициент теплофикации 0,5. По температурному графику вода в сетевых подогревателях греется до температуры  $+110^{\circ}\text{C}$ . Дальнейший нагрев сетевой воды осуществляется с помощью ПВК.

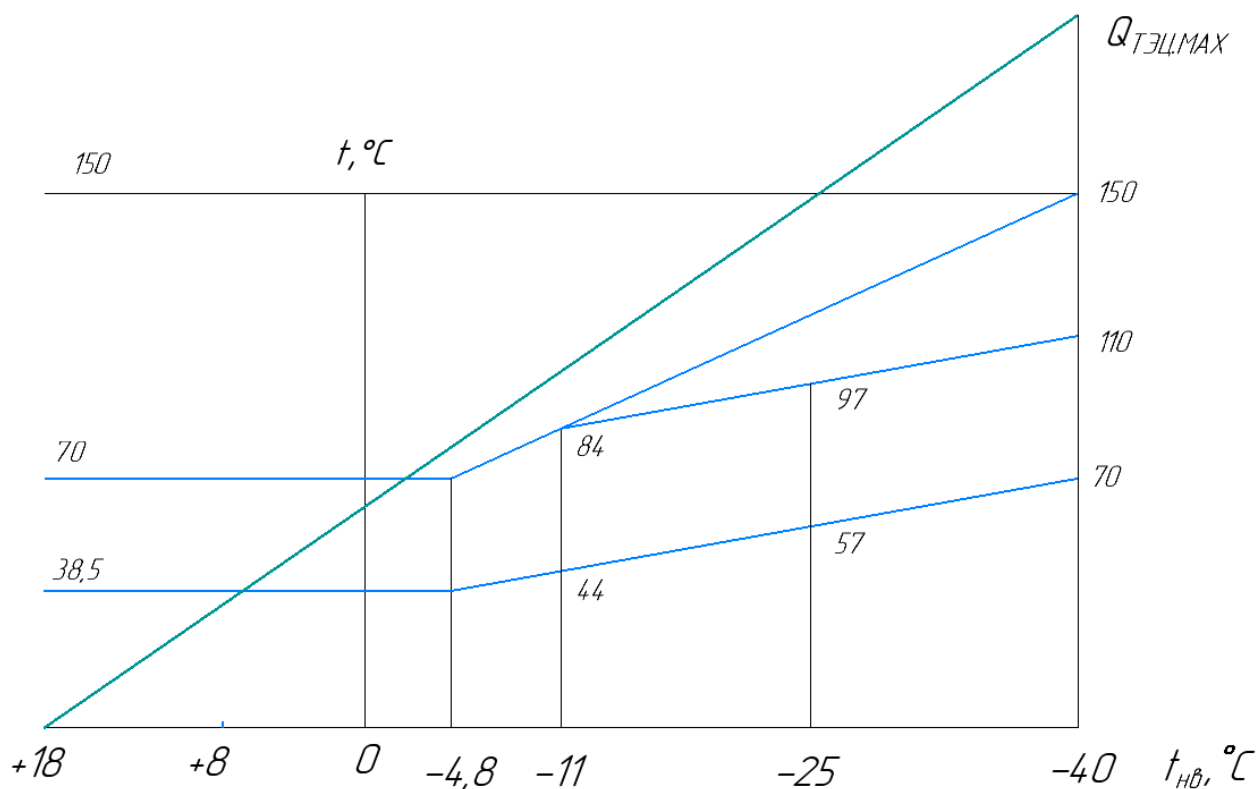


Рисунок 9 – Температурный график теплосети г. Томска

#### 4.1 Выбор КУ

При одной и той же ГТУ, переход от одноконтурного КУ к двухконтурному дает повышение КПД ПГУ примерно на 4% (абс.), переход от

двухконтурного к трехконтурному только на 1% (абс.). Дальнейшее увеличение числа контуров КУ также приведет к повышению экономичности, но оно не окупается дополнительными затратами в пределах жизненного цикла ПГУ.

В ПГУ с одноконтурным КУ температура уходящих газов составляет 160°C, следовательно, КПД производства электроэнергии имеет низкое значение. При этом, одноконтурные КУ более просты в обслуживании и требуют более низких капиталовложений. Для повышения эффективности выработки электроэнергии прибегают к усложнению тепловой схемы ПГУ, применяя двухконтурные и трехконтурные котлы-утилизаторы.

На ПГУ-ТЭЦ широко распространены двухконтурные котлы-утилизаторы. Установка контура низкого давления за контуром высокого давления позволяет снизить температуру уходящих газов за котлом до 95—105 °С, что при оптимизации параметров контуров позволяет получить КПД ПГУ на уровне 50—52 %.

#### **4.2 Паровая турбина ПТ-60-130**

Турбина паровая конденсационная ПТ-60-130 с двумя регулируемыми отборами пара (производственным и теплофикационным) предназначена для непосредственного привода генератора переменного тока, монтируемого на общем фундаменте с турбиной.

Турбина представляет собой одновальный двухцилиндровый агрегат. Свежий пар подается к отдельно стоящей паровой коробке, в которой расположен автоматический затвор, откуда по перепускным трубам пар поступает к регулирующим клапанам турбины. Клапаны из специальных сталей расположены в паровых коробках, вваренных в переднюю часть цилиндра турбины.

После выхода из ЦВД часть пара идет в регулируемый производственный отбор, остальная часть направляется в ЦНД. Теплофикационный отбор осуществляется из соответствующей камеры ЦНД.

По выходе из последних ступеней части низкого давления турбины отработанный пар поступает в конденсатор поверхностного типа [13].

Таблица 9 – Основные технические характеристики ПТ-60-130 [13]

Номинальная мощность, МВт	60
Число оборотов, $c^{-1}$ (об/мин)	50 (3000)
Давление свежего пара, МПа ( $кг/см^2$ )	12,75 (130)
Температура свежего пара, $^{\circ}C$	565
Давление производственного отбора, МПа ( $кг/см^2$ )	1,27 (13)
Максимальный расход пара при номинальных параметрах, т/ч	387
Давление теплофикационного отбора, МПа ( $кг/см^2$ )	0,24 (2,5)

Принципиальная тепловая схема паровой турбины ПТ-60-130 показана на рисунке 10.

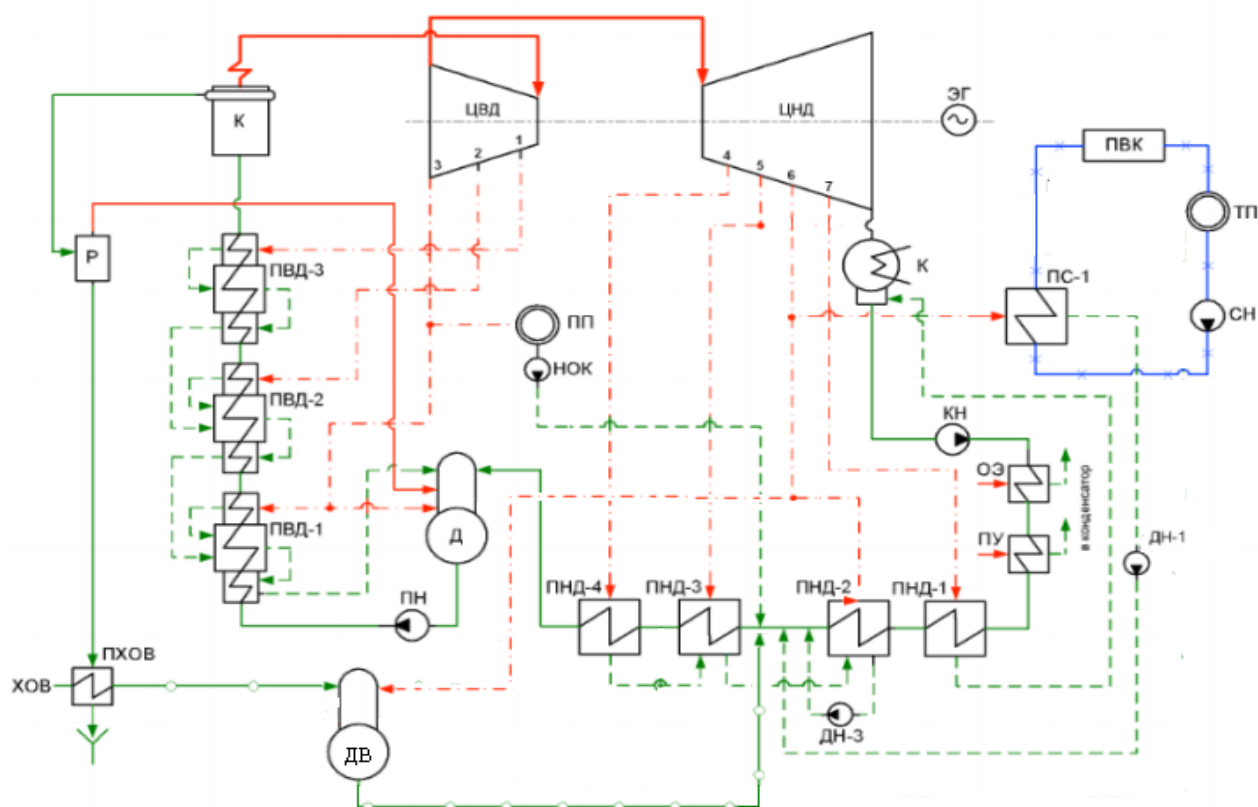


Рисунок 10 – Принципиальная тепловая схема турбоустановки ПТ-60-130 [13]

#### **4.3 Варианты работы паротурбинной установки в составе ПГУ**

Режим работы паровой турбины ПТ-60-130 в составе ПГУ-ТЭЦ будет определяться внешними условиями, а именно, температурой наружного воздуха.

Теплофикационный режим работы ПТУ характерен тем, что в теплофикационный отбор направляется основная часть пара за исключением пара на производственный потребитель и вентиляционного расхода в ЦНД.

Летний режим работы ПТУ характерен нулевым потреблением теплоты на отопление.

В рассматриваемых режимах расход пара на производственный потребитель номинальный и сохраняется постоянным в течение года.

В проекте рассматривается два подхода работы паровой турбины ПТ-60-130 в составе ПГУ-ТЭЦ:

1. Котел-утилизатор выполняется двухконтурным. Острый пар ВД направляется в ЦВД ПТУ. Давление пара в контуре низкого давления выбрано соответствующим значению этого параметра в производственном отборе турбины. После расширения в ЦВД и отбора пара на производственный потребитель пар ВД смешивается в камере смешения с паром НД и направляется в ЦНД. Проточная часть ПТ-60-130 в исходном варианте рассчитана на режим работы с уменьшающимся расходом рабочего тела. Так как в ЦНД направляется пар с увеличенным расходом, требуется модернизация ЦНД. Принципиальная схема ПГУ-ТЭЦ с модернизацией ЦНД приведена на рисунке 11.

2. Котел-утилизатор выполняется двухконтурным. Острый пар ВД направляется в ЦВД ПТУ. После расширения в ЦВД и отбора пара на производственный потребитель пар ВД направляется в ЦНД, который остается без изменений. Пар, выработанный контуром НД, направляется в дополнительную турбину с теплофикационным отбором, спроектированный на оптимальные параметры. При этом организована двухступенчатый подогрев сетевой воды: верхний СП питается из теплофикационного отбора ПТ-60-130, нижний СП – из теплофикационного отбора дополнительной турбины.

Принципиальная схема ПГУ-ТЭЦ с дополнительной турбиной приведена на рисунке 12.

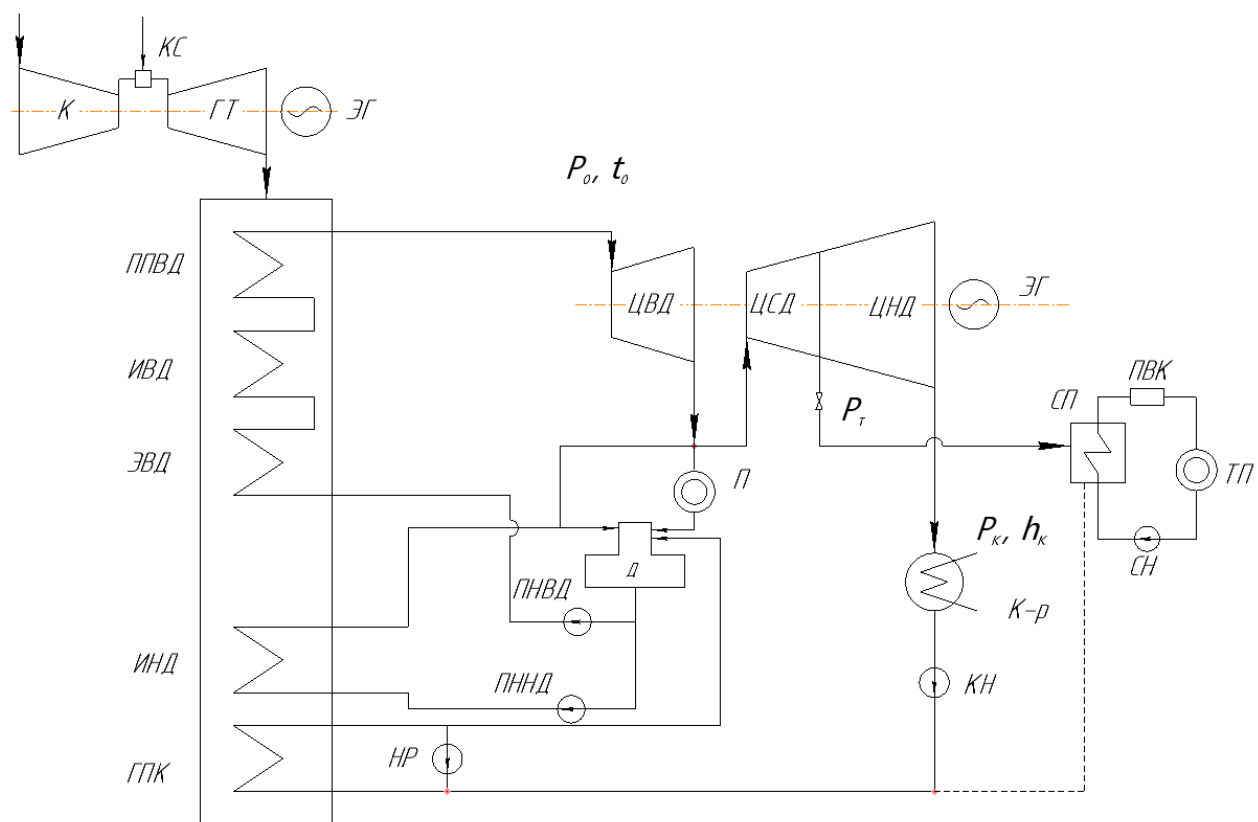


Рисунок 11 – Принципиальная схема ПГУ-ТЭЦ с модернизацией ЦНД



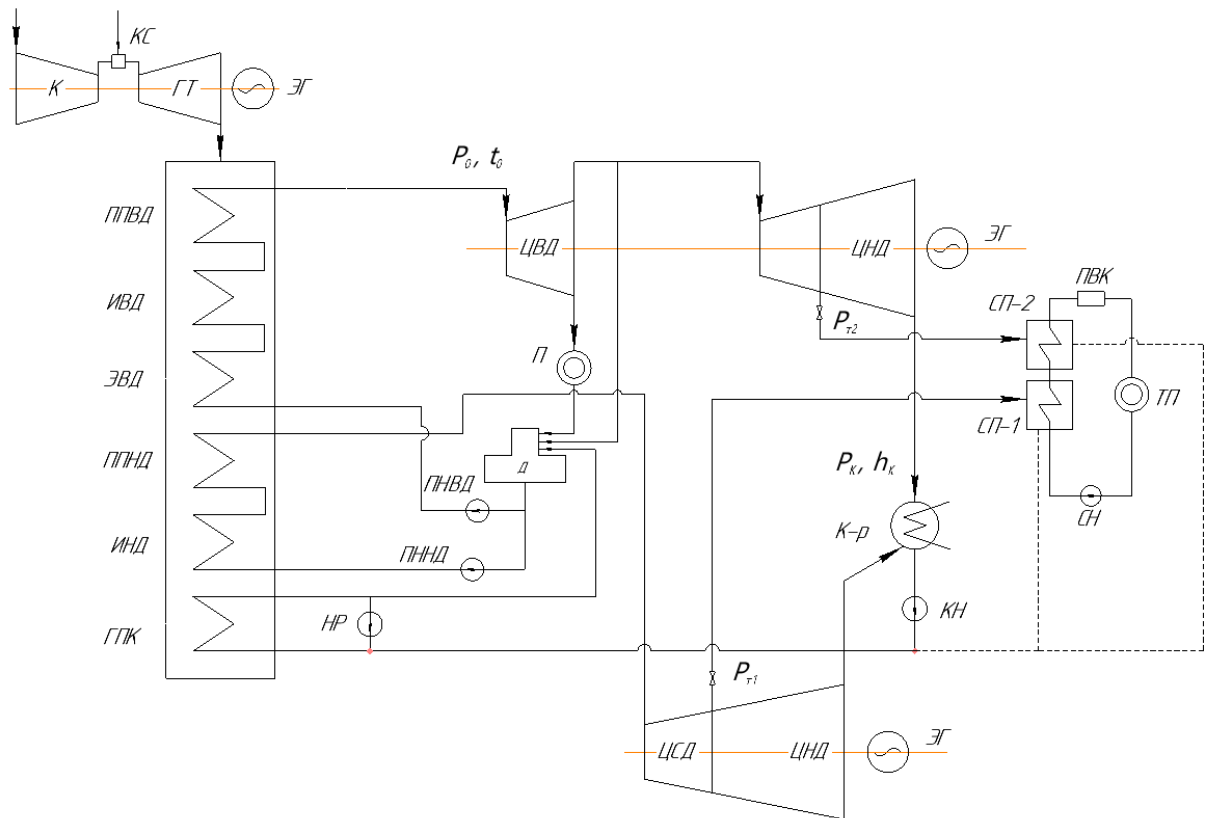


Рисунок 12 – Принципиальная схема ПГУ-ТЭЦ с дополнительной турбиной

В разделе работы выбрана конфигурация двухконтурного котла-утилизатора. Представлена тепловая схема ПСУ на основе паровой турбины с производственным и теплофикационным отбором ПТ-60-130. Выбраны и описаны расчетные тепловые схемы ПТ-60-130 в составе ПГУ-ТЭЦ.

## 5 Расчет тепловой схемы в номинальном теплофикационном режиме

В состав блока ПГУ-ТЭЦ входят:

- газовая турбина SGT5-4000F;
- котел-утилизатор;
- паровая турбина ПТ-60-130.

Исходные данные для расчета тепловой схемы в номинальном теплофикационном режиме:

Мощность ГТУ:

$$N_{\text{ГТУ}} = 275 \text{ МВт.} \quad (5.1)$$

Температура наружного воздуха:

$$t_{\text{нв}} = -11 \text{ }^\circ\text{C.} \quad (5.2)$$

Температура продуктов сгорания [14]:

$$\theta_d = 542 \text{ }^\circ\text{C.} \quad (5.3)$$

Расход продуктов сгорания [14]:

$$G_{\text{Г}} = 725 \text{ кг/с.} \quad (5.4)$$

Расход топлива в камере сгорания (КС):

$$B_{\text{КС}} = 15,66 \text{ кг/с.} \quad (5.5)$$

Номинальная производственная нагрузка ПТ-60-130:

$$D_{\text{П}} = 115 \text{ т/ч.} \quad (5.6)$$

Давление в деаэраторе:

$$P_d = 0,6 \text{ МПа.} \quad (5.7)$$

Номинальное давление производственного отбора:

$$P_{\text{П}} = 1,3 \text{ МПа.} \quad (5.8)$$

Конденсат с производственного отбора возвращается в деаэратор с температурой 70°C.

Температурный график теплосети: 150/70°C.

Коэффициент теплофикации: 0,5.

Паровая турбина работает по тепловому графику с максимальным пропуском теплоты из регулируемого отопительного отбора, при этом в ЦНД сохраняется вентиляционный расход пара в 5% от  $D_0$ .

## 5.1 Расчет ПГУ-ТЭЦ с модернизацией турбины ПТ-60-130 на номинальный теплофикационный режим

### 5.1.1 Определение теплофизических характеристик выхлопных газов

Расчет определения теплофизических характеристик приводится для номинальных параметров выхлопных газов ГТУ.

Химический состав по объему природного газа [15]:

$$\text{CH}_4 = 97,2\%; \quad (5.1.1.1)$$

$$\text{C}_2\text{H}_6 = 0,99\%; \quad (5.1.1.2)$$

$$\text{C}_3\text{H}_8 = 0,17\%; \quad (5.1.1.3)$$

$$\text{C}_4\text{H}_{10} = 0,04\%; \quad (5.1.1.4)$$

$$\text{CO}_2 = 0,05\%; \quad (5.1.1.5)$$

$$\text{N}_2 = 0,71\%. \quad (5.1.1.6)$$

Низшая теплота сгорания:

$$Q_{\text{H}}^{\text{p}} = 33,62 \text{ МДж/кг} = 33620 \text{ кДж/кг}. \quad (5.1.1.7)$$

Плотность газа:

$$\rho = 0,682 \text{ кг/м}^3. \quad (5.1.1.8)$$

Расчет проводим по методике, изложенной в [11].

Объемный расход продуктов сгорания в КС ГТУ:

$$V_{\text{т.г.}} = \frac{N_{\text{э}}^{\text{ГТУ}}}{\eta_{\text{э}}^{\text{ГТУ}} \cdot Q_{\text{H}}^{\text{p}}} = \frac{275}{0,395 \cdot 33,62} = 20,71 \text{ нм}^3/\text{с}. \quad (5.1.1.9)$$

Стехиометрический расход воздуха:

$$\begin{aligned} V_0 &= 0,0476 \cdot (0,5 \cdot \text{CO} + 0,5 \cdot \text{H}_2 + 1,5 \cdot \text{H}_2\text{S} + 2 \cdot \text{CH}_4 + 3,5 \cdot \text{C}_2\text{H}_6 + \\ &+ 5 \cdot \text{C}_3\text{H}_8 - \text{O}_2) = 0,0476 \cdot (2 \cdot 97,2 + 3,5 \cdot 0,99 + 5 \cdot 0,17) = \\ &= 9,46 \text{ нм}^3/\text{нм}^3. \end{aligned} \quad (5.1.1.10)$$

Коэффициент избытка воздуха в продуктах сгорания ГТУ:

$$\alpha = \left( \frac{G_r}{\rho_{т.г.} \cdot B_{т.г.}} - 1 \right) \cdot \frac{\rho_{т.г.}}{1,293 \cdot V^0} = \left( \frac{725}{0,682 \cdot 20,71} - 1 \right) \times \frac{0,682}{1,293 \cdot 9,46} = 2,81. \quad (5.1.1.11)$$

Теоретические объёмы чистых продуктов сгорания:

Азот

$$V_{N_2}^0 = 0,79 \cdot V^0 + 0,01 \cdot N_2 = 0,79 \cdot 9,46 + 0,01 \cdot 0,71 = 7,48 \frac{\text{нм}^3}{\text{нм}^3}; \quad (5.1.1.12)$$

Трёхатомные газы

$$\begin{aligned} V_{RO_2}^0 &= 0,01 \cdot (CO_2 + CO + H_2S + CH_4 + 2 \cdot C_2H_6 + 3 \cdot C_3H_8) = \\ &= 0,01 \cdot (0,05 + 0 + 0 + 97,2 + 2 \cdot 0,99 + 3 \cdot 0,17) = 0,997 \frac{\text{нм}^3}{\text{нм}^3}; \end{aligned} \quad (5.1.1.13)$$

Вода

$$\begin{aligned} V_{H_2O}^0 &= 0,01 \cdot (H_2 + H_2S + 2 \cdot CH_4 + 3 \cdot C_2H_6 + 4 \cdot C_3H_8 + 1,61 \cdot V^0) = \\ &= 0,01 \cdot (0 + 0 + 2 \cdot 97,2 + 3 \cdot 0,99 + 4 \cdot 0,17 + 1,61 \cdot 9,46) = \\ &= 2,13 \text{ нм}^3/\text{нм}^3. \end{aligned} \quad (5.1.1.14)$$

Действительный объём водяных паров

$$\begin{aligned} V_{H_2O} &= V_{H_2O}^0 + 0,0161 \cdot (\alpha - 1) \cdot V^0 = 2,13 + 0,0161 \times \\ &\times (2,81 - 1) \cdot 9,46 = 2,41 \text{ нм}^3/\text{нм}^3. \end{aligned} \quad (5.1.1.15)$$

Полный объём продуктов сгорания, образовавшихся при сжигании 1 нм<sup>3</sup>

топливом газа

$$\begin{aligned} V_r &= V_{RO_2}^0 + V_{N_2}^0 + V_{H_2O}^0 + (\alpha - 1) \cdot V^0 = \\ &= 0,997 + 7,48 + 2,13 + (2,81 - 1) \cdot 9,46 = 27,7 \frac{\text{нм}^3}{\text{нм}^3}. \end{aligned} \quad (5.1.1.16)$$

Теплоемкости составляющих выхлопных газов при температуре  $\theta_d$ . Для температуры  $\theta_d = 542$  °С получим

$$\begin{aligned} c_{CO_2} &= 4,1868 \cdot (4,5784 \cdot 10^{-11} \cdot 542^3 - 1,51719 \cdot 10^{-7} \cdot 542^2 + \\ &+ 0,00025011 \cdot 542 + 0,382325) = 2,0122 \text{ кДж/кг} \cdot \text{К}; \end{aligned} \quad (5.1.1.17)$$

$$\begin{aligned} c_{N_2} &= 4,1868 \cdot (-2,24553 \cdot 10^{-11} \cdot 542^3 + 4,85082 \cdot 10^{-8} \cdot 542^2 - \\ &- 2,90598 \cdot 10^{-6} \cdot 542 + 0,309241) = 1,3328 \text{ кДж/кг} \cdot \text{К}; \end{aligned} \quad (5.1.1.18)$$

$$\begin{aligned} c_{H_2O} &= 4,1868 \cdot (-2,10956 \cdot 10^{-11} \cdot 542^3 + 4,9732 \cdot 10^{-8} \cdot 542^2 + \\ &+ 2,6062 \cdot 10^{-5} \cdot 542 + 0,356691) = 1,5996 \text{ кДж/кг} \cdot \text{К}; \end{aligned} \quad (5.1.1.19)$$

$$c_B = 4,1868 \cdot (-2,1717 \cdot 10^{-11} \cdot 542^3 + 4,19344 \cdot 10^{-8} \cdot 542^2 + 8,00891 \cdot 10^{-6} \cdot 542 + 0,315027) = 1,3742 \text{ кДж/кг} \cdot \text{К}. \quad (5.1.1.20)$$

Энтальпия чистых сгорания в выхлопных газах, образованных при сжигании 1 нм<sup>3</sup> топливного газа. Для температуры  $\theta_d = 542 \text{ }^\circ\text{C}$  получим

$$\begin{aligned} H_r^0 &= (V_{\text{RO}_2}^0 \cdot c_{\text{CO}_2} + V_{\text{N}_2}^0 \cdot c_{\text{N}_2} + V_{\text{H}_2\text{O}}^0 \cdot c_{\text{H}_2\text{O}}) \cdot \theta_d = \\ &= (0,997 \cdot 2,0122 + 7,48 \cdot 1,3328 + 2,41 \cdot 1,5996) \cdot 542 = \\ &= 8340,11 \text{ кДж/нм}^3. \end{aligned} \quad (5.1.1.21)$$

Энтальпия воздуха в выхлопных газах при  $\theta_d = 542 \text{ }^\circ\text{C}$

$$H_B^0 = V^0 \cdot c_B \cdot \theta_d = 9,46 \cdot 1,3742 \cdot 542 = 7045,24 \text{ кДж/нм}^3. \quad (5.1.1.22)$$

Энтальпия выхлопных газов, отнесённая к 1 нм<sup>3</sup> сожжённого топливного газа при  $\theta_d = 542 \text{ }^\circ\text{C}$

$$\begin{aligned} H_r &= H_r^0 + (\alpha - 1) \cdot H_B^0 = 8340,11 + (2,81 - 1) \cdot 7045,24 = \\ &= 21069,86 \text{ кДж/нм}^3. \end{aligned} \quad (5.1.1.23)$$

Удельная массовая энтальпия выхлопных газов ГТУ для температуры  $\theta_d = 542 \text{ }^\circ\text{C}$

$$I_r = \frac{V_{\text{т.г.}} \cdot H_r}{G_r} = \frac{20,71 \cdot 21069,86}{725} = 601,81 \text{ кДж/кг}. \quad (5.1.1.24)$$

Результаты расчета теплофизических характеристик выхлопных газов при различных температурах приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Теплофизические характеристики выхлопных газов ГТУ

Температура газов в КУ, °С	$c_{CO_2}$ , кДж/кг · К	$c_{N_2}$ , кДж/кг · К	$c_{H_2O}$ , кДж/кг · К	$c_B$ , кДж/кг · К	$H_G^0$ , кДж/нм <sup>3</sup>	$H_B^0$ , кДж/нм <sup>3</sup>	$H_G$ , кДж/нм <sup>3</sup>	$I_G$ , кДж/кг
100	1,6993	1,2955	1,5063	1,3240	1459,69	1252,32	3722,46	106,32
200	1,7863	1,2997	1,5228	1,3320	2950,10	2519,75	7502,93	214,30
300	1,8629	1,3068	1,5425	1,3424	4476,69	3809,15	11359,28	324,45
400	1,9302	1,3163	1,5647	1,3546	6043,22	5125,33	15303,96	437,12
500	1,9895	1,3277	1,5890	1,3682	7651,80	6471,02	19344,02	552,52
542	2,0122	1,3328	1,5996	1,3742	8340,11	7045,24	21069,86	601,81
600	2,0417	1,3402	1,6147	1,3826	9302,85	7846,90	23481,08	670,68

На основании таблицы 10 был построен график зависимости энтальпии выхлопных газов от температуры.

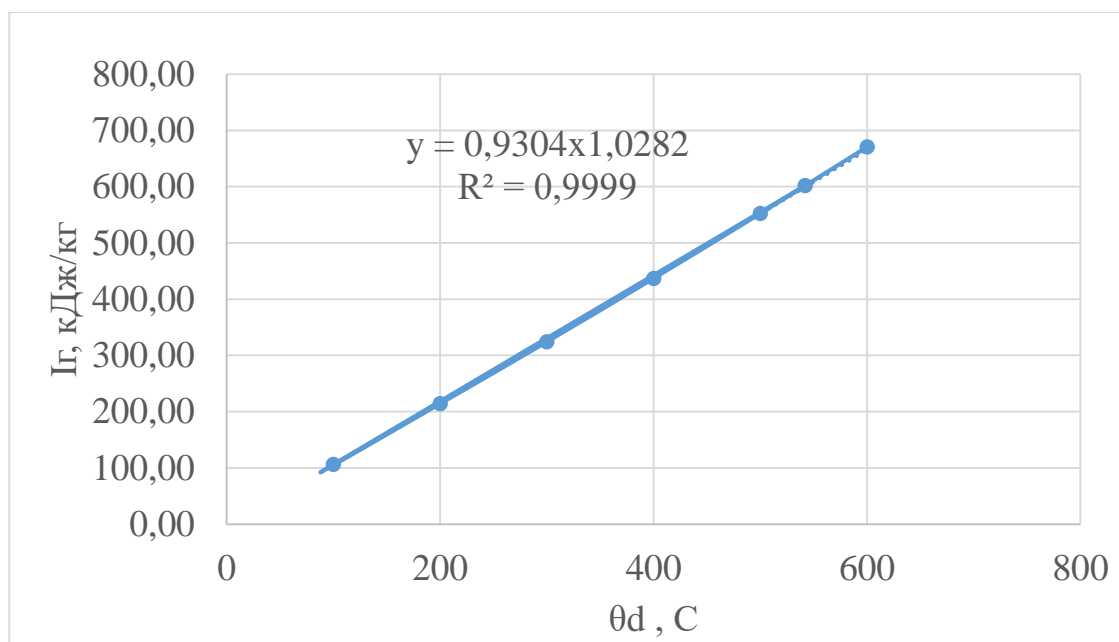


Рисунок 13 – График зависимости энтальпии выхлопных газов от температуры

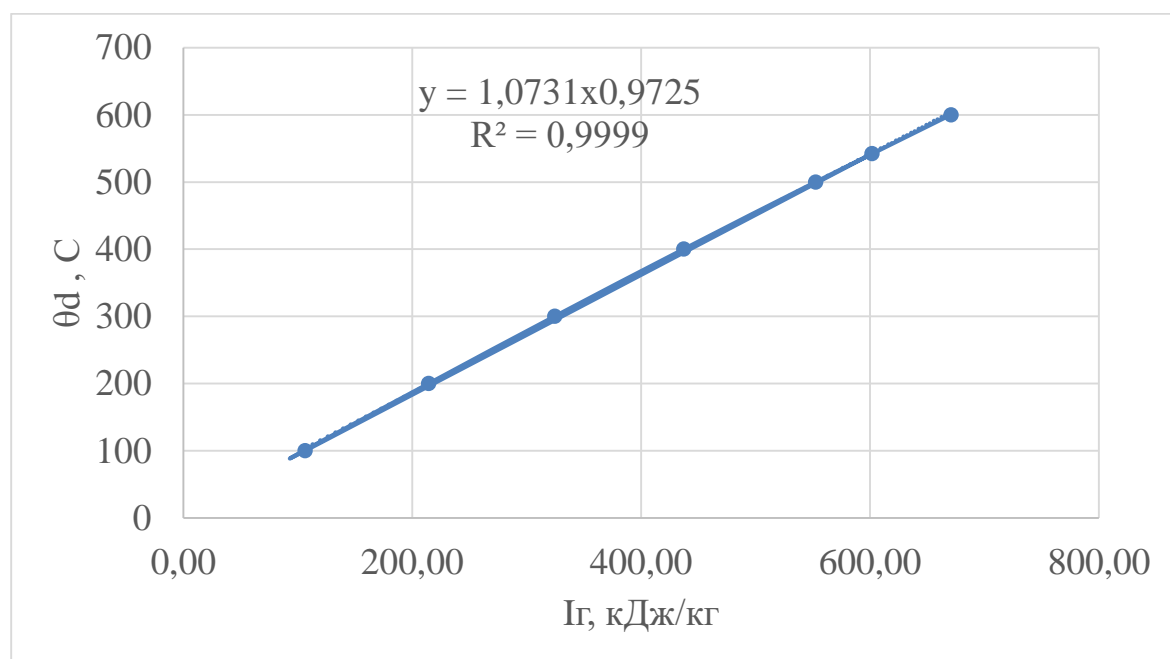


Рисунок 14 – График зависимости температуры выхлопных газов от энтальпии

На основании графиков зависимости температуры выхлопных газов от энтальпии были получены уравнения зависимости с помощью аппроксимации в среде Excel:

$$I_{\Gamma} = 0,9304 \cdot \theta^{1,0282}; \quad (5.1.1.25)$$

$$\theta = 1,0731 \cdot I_{\Gamma}^{0,9725}. \quad (5.1.1.26)$$

## 5.1.2 Расчет котла утилизатора

Температура пара перед СК ВД:

$$t_0^{ВД} = \theta_d - \delta t_0^{ВД} = 542 - 30 = 512 \text{ }^\circ\text{C}, \quad (5.1.2.1)$$

где  $\delta t_0^{ВД} = 30^\circ\text{C}$  – температурный напор на выходе из ППВД.

Энтальпия дымовых газов на входе в котел-утилизатор:

$$I_d = 0,9304 \cdot 542^{1,0282} = 602,24 \text{ кДж/кг}. \quad (5.1.2.2)$$

Энтальпия пара перед СК ВД:

$$h_0^{ВД} = f(t_0^{ВД}; P_0^{ВД}) = f(512 \text{ }^\circ\text{C}; 13 \text{ МПа}) = 3370 \text{ кДж/кг}. \quad (5.1.2.3)$$

Давление пара в барабане ВД:

Гидравлические сопротивления ППВД, включая трубопроводы, принимаемые на уровне 4-6% давления перед стопорными клапанами.

$$\xi_{ВД} = \xi_{НД} = 0,05; \quad (5.1.2.4)$$

$$P_6^{ВД} = (1 + \xi_{ВД}) \cdot P_0^{ВД} = (1 + 0,05) \cdot 13 = 13,65 \text{ МПа}. \quad (5.1.2.5)$$

Температура насыщения и энтальпия насыщенного пара:

$$t_s^{ВД} = f(P_6^{ВД}) = f(13,65 \text{ МПа}) = 334,67 \text{ }^\circ\text{C}; \quad (5.1.2.6)$$

$$h_s''^{ВД} = f(P_6^{ВД}) = f(13,65 \text{ МПа}) = 2647,03 \text{ кДж/кг}. \quad (5.1.2.7)$$

$$h_s'^{ВД} = f(P_6^{ВД}) = f(13,65 \text{ МПа}) = 1557,11 \text{ кДж/кг}. \quad (5.1.2.8)$$

Температура газов за ИВД:

Принятый температурный напор в пинч-точке ВД:

$$\delta t_s^{ВД} = 10^\circ\text{C}; \quad (5.1.2.9)$$

$$\theta_s^{ВД} = t_s^{ВД} + \delta t_s^{ВД} = 334,67 + 10 = 344,67 \text{ }^\circ\text{C}. \quad (5.1.2.10)$$

Энтальпия газов на выходе из ИВД:

$$I_s^{ВД} = 0,9304 \cdot 344,67^{1,0282} = 378,12 \text{ кДж/кг}. \quad (5.1.2.11)$$

Расход пара ВД:

$$D_0^{ВД} = \frac{G_r \cdot (I_d - I_s^{ВД})}{h_0^{ВД} - h_s'^{ВД}} = \frac{725 \cdot (602,24 - 378,12)}{3370 - 1557,11} = 89,63 \frac{\text{кг}}{\text{с}}. \quad (5.1.2.12)$$

Энтальпия газов за ППВД:



$$I_{\text{ПП}}^{\text{ВД}} = I_d - \frac{D_0^{\text{ВД}} \cdot (h_0^{\text{ВД}} - h_s''^{\text{ВД}})}{G_r} = 602,24 - \frac{89,63 \cdot (3370 - 2647,03)}{725} = 512,86 \text{ кДж/кг.} \quad (5.1.2.13)$$

Температура газов за ППВД:

$$\theta''_{\text{ППВД}} = 1,0731 \cdot 512,86^{0,9725} = 463,57 \text{ }^\circ\text{C.} \quad (5.1.2.14)$$

Температура питательной воды в деаэраторе, из которого она поступает в контур ВД, соответствует температуре насыщения в нем.

Недогрев питательной воды до температуры насыщения в деаэраторе:

$$\Delta t_6^{\text{HD}} = 5^\circ\text{C.} \quad (5.1.2.15)$$

Энтальпия и энтальпия насыщенной воды в деаэраторе:

$$t_s^{\text{D}} = f(P_d) = f(0,6 \text{ МПа}) = 158,83^\circ\text{C;} \quad (5.1.2.16)$$

$$h_s'^{\text{D}} = f(P_d) = f(0,6 \text{ МПа}) = 670,5 \text{ кДж/кг;} \quad (5.1.2.17)$$

$$t_s^{\text{D}'} = t_s^{\text{D}} - \Delta t_6^{\text{HD}} = 158,83 - 5 = 153,83^\circ\text{C;} \quad (5.1.2.18)$$

$$h'^{\text{D}} = f(t_s^{\text{D}'}) = f(153,83^\circ\text{C}) = 648,82 \text{ кДж/кг.} \quad (5.1.2.19)$$

Давление пара перед стопорными клапанами низкого давления паровой турбины:

$$P_0^{\text{HD}} = 1,3 \text{ МПа.} \quad (5.1.2.20)$$

Давление пара в барабане НД:

$$P_6^{\text{HD}} = (1 + \xi_{\text{HD}}) \cdot P_0^{\text{HD}} = (1 + 0,05) \cdot 1,3 = 1,365 \text{ МПа.} \quad (5.1.2.21)$$

Температура насыщения воды в барабане НД:

$$t_s^{\text{HD}} = f(P_6^{\text{HD}}) = f(1,365 \text{ МПа}) = 193,87 \text{ }^\circ\text{C;} \quad (5.1.2.22)$$

$$h_s''^{\text{HD}} = f(P_6^{\text{HD}}) = f(1,365 \text{ МПа}) = 2788,09 \text{ кДж/кг.} \quad (5.1.2.23)$$

$$h_s'^{\text{HD}} = f(P_6^{\text{HD}}) = f(1,365 \text{ МПа}) = 824,85 \text{ кДж/кг.} \quad (5.1.2.24)$$

Энтальпия газов за контуром ВД:

$$I_{\text{УХ}}^{\text{ВД}} = I_s^{\text{ВД}} - \frac{D_0^{\text{ВД}} \cdot (h_s'^{\text{ВД}} - h'^{\text{D}})}{G_r} = 378,12 - \frac{89,63 \cdot (1557,11 - 648,82)}{725} = 265,84 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}. \quad (5.1.2.25)$$

Расчет контура НД

Температура газов за контуром ВД:

$$\theta_{yx}^{ВД} = 1,0731 \cdot I_{yx}^{ВД0,9725} = 1,0731 \cdot 265,84^{0,9725} = 244,67 \text{ } ^\circ\text{C}. \quad (5.1.2.26)$$

Температура газов за ИНД:

Принятый температурный напор в пинч-точке НД:

$$\delta t_s^{НД} = 10^\circ\text{C}; \quad (5.1.2.27)$$

$$\theta_s^{НД} = t_s^{НД} + \delta t_s^{НД} = 193,87 + 10 = 203,87 \text{ } ^\circ\text{C}. \quad (5.1.2.28)$$

Энтальпия газов за ИНД:

$$I_s^{НД} = 0,9304 \cdot 203,87^{1,0282} = 220,36 \text{ кДж/кг}. \quad (5.1.2.29)$$

Расход пара НД:

$$D_0^{НД} = \frac{G_r \cdot (I_{yx}^{ВД} - I_s^{НД})}{h_s''^{НД} - h'^{Д}} = \frac{725 \cdot (265,84 - 220,36)}{2788,09 - 648,82} = 15,41 \frac{\text{кг}}{\text{с}}. \quad (5.1.2.30)$$

Температура и энтальпия недогретого конденсата, поступающего в деаэрактор:

Недогрев конденсата за ГПК до температуры насыщения в деаэраторе:

$$\Delta t_d = 5^\circ\text{C}; \quad (5.1.2.31)$$

$$t_k^Д = t_s^Д - \Delta t_d = 158,83 - 5 = 153,83^\circ\text{C}. \quad (5.1.2.32)$$

$$h_k^Д = 648,82 \text{ кДж/кг}. \quad (5.1.2.33)$$

Расход греющего пара в деаэрактор найдём из уравнения теплового баланса для деаэратора:

$$D_d = \frac{(D_0^{ВД} + D_0^{НД}) \cdot h'^{Д} - (D_0^{ВД} + D_0^{НД} - D_{п}) \cdot h_k^Д - D_{п} \cdot h'_п}{h_s''^{НД} - h_k^Д} =$$

$$\frac{(89,63 + 15,41) \cdot 648,82 - (89,63 + 15,41 - 31,94) \cdot 648,82 - 31,94 \cdot 648,82}{2788,09 - 648,82} =$$

$$= 5,31 \frac{\text{кг}}{\text{с}}. \quad (5.1.2.34)$$

Температура конденсата; энтальпия конденсата; энтальпия конденсирующего пара; удельный объём:

$$P_k = 0,005 \text{ МПа}; \quad (5.1.2.35)$$

$$t_k = f(P_k) = f(0,005 \text{ МПа}) = 32,88^\circ\text{C}; \quad (5.1.2.36)$$

$$h'_k = f(P_k) = f(0,005 \text{ МПа}) = 137,77 \text{ кДж/кг}; \quad (5.1.2.37)$$

$$h''_k = f(P_k) = f(0,005 \text{ МПа}) = 2560,77 \text{ кДж/кг}; \quad (5.1.2.38)$$

$$v''_k = f(P_k) = f(0,005 \text{ МПа}) = 28,19 \text{ м}^3/\text{кг}. \quad (5.1.2.39)$$

Расход на сетевой подогреватель (исходя из того, что в ЦНД остается вентиляционный расход  $D_{\text{вент}}=5,03$  кг/с [13]):

$$D_T = D_0^{\text{ВД}} + D_0^{\text{НД}} - D_{\text{П}} - D_{\text{вент}} - D_{\text{д}} = 89,63 + 15,41 - 31,94 - 5,03 - 5,31 = 62,75 \text{ кг/с}. \quad (5.1.2.40)$$

Температура и энтальпия дренажа производственного отбора:

$$t_{\text{к}}^{\text{п}} = 70^\circ\text{C}; \quad (5.1.2.41)$$

$$h_{\text{п}}^{\text{к}} = C_{\text{рв}} \cdot t_{\text{к}}^{\text{п}} = 4,19 \cdot 70 = 293,3 \text{ кДж/кг}. \quad (5.1.2.42)$$

Температура прямой сети:

$$t_{\text{пс}} = 84^\circ\text{C}. \quad (5.1.2.43)$$

Температура пара в СП:

$$t_{\text{сп}} = t_{\text{пс}} + \theta_{\text{сп}} = 84 + 5 = 89^\circ\text{C}. \quad (5.1.2.44)$$

Давление в СП:

$$P_{\text{сп}} = f(t_{\text{сп}}) = f(89^\circ\text{C}) = 0,067 \text{ МПа}. \quad (5.1.2.45)$$

Давление в отопительном отборе:

$$P_T = 1,07 \cdot P_{\text{сп}} = 1,07 \cdot 0,067 = 0,072 \text{ МПа}. \quad (5.1.2.46)$$

Энтальпия дренажа СП:

$$h'_{\text{сп}} = f(t_{\text{сп}}) = f(89^\circ\text{C}) = 372,76 \text{ кДж/кг}. \quad (5.1.2.47)$$

Энтальпия в точке смешения основного конденсата и дренажа СП:

$$h_{\text{см}} = \frac{D_T \cdot h'_{\text{сп}} + D_{\text{вент}} \cdot h'_k}{D_T + D_{\text{вент}}} = \frac{62,75 \cdot 372,76 + 5,03 \cdot 137,77}{62,75 + 5,03} = 355,33 \text{ кДж/кг}. \quad (5.1.2.48)$$

Расход конденсата через ГПК:

$$D_{\text{гпк}} = D_0^{\text{ВД}} + D_0^{\text{НД}} - D_{\text{д}} - D_{\text{п}} = 89,63 + 15,41 - 5,31 - 31,94 = 67,78 \text{ кг/с}. \quad (5.1.2.49)$$

Энтальпия газов на выходе из ГПК:

$$I_{yx}^{KY} = I_s^{HD} - \frac{D_{ГПК} \cdot (h_k^D - h_{cm})}{G_r} = 220,36 - \frac{67,78 \cdot (648,82 - 355,33)}{725} = 192,92 \text{ кДж/кг.} \quad (5.1.2.50)$$

Температура газов на выходе из ГПК:

$$\theta_{yx}^{KY} = 1,0731 \cdot I_{yx}^{KY 0,9725} = 1,0731 \cdot 192,92^{0,9725} = 179,13 \text{ }^\circ\text{C.} \quad (5.1.2.51)$$

Тепловые мощности КУ:

$$Q_{ППВД} = G_r \cdot (I_d - I_{ПП}^{ВД}) = 725 \cdot (602,24 - 512,86) = 64797,46 \text{ кВт;} \quad (5.1.2.52)$$

$$Q_{ИВД} = G_r \cdot (I_{ПП}^{ВД} - I_s^{ВД}) = 725 \cdot (512,86 - 378,12) = 97685,65 \text{ кВт;} \quad (5.1.2.53)$$

$$Q_{ЭВД} = G_r \cdot (I_s^{ВД} - I_{yx}^{ВД}) = 725 \cdot (378,12 - 265,84) = 81405,98 \text{ кВт;} \quad (5.1.2.54)$$

$$Q_{ИНД} = G_r \cdot (I_{ПП}^{HD} - I_{yx}^{HD}) = 725 \cdot (265,84 - 220,36) = 32968,73 \text{ кВт;} \quad (5.1.2.55)$$

$$Q_{ГПК} = G_r \cdot (I_{yx}^{HD} - I_{yx}^{KY}) = 725 \cdot (220,36 - 192,92) = 19894,26 \text{ кВт.} \quad (5.1.2.56)$$

Энтальпия уходящих газов при температуре наружного воздуха:

$$t_{н.в.} = -11^\circ\text{C;} \quad (5.1.2.57)$$

$$I_{н.в.} = 0,9304 \cdot t_{н.в.}^{1,0282} = 0,9304 \cdot (-11)^{1,0282} = 0 \text{ кДж/кг.} \quad (5.1.2.58)$$

КПД котла утилизатора:

$$\eta_{KY} = \frac{(I_d - I_{yx}^{KY})}{(I_d - I_{н.в.})} = \frac{(602,24 - 192,92)}{(602,24 - 0)} = 0,6797. \quad (5.1.2.59)$$

Тепловая мощность, отданная газами ГТУ в паротурбинный цикл:

$$Q_r = G_r \cdot (I_d - I_{yx}^{KY}) = 725 \cdot (602,24 - 192,92) = 296752,09 \text{ кВт.} \quad (5.1.2.60)$$

Тепловая мощность, полученная паром от котла:

$$Q_{п} = D_0^{ВД} \cdot (h_0^{ВД} - h_{cm}) + (D_0^{HD} - D_d) \cdot (h_s''^{HD} - h_{cm}) - D_{п} \cdot (h_{п}^K - h_{cm}) = 89,63 \cdot (3370 - 355,33) + (15,41 - 5,31) \cdot (2788,09 - 355,33) - 31,94 \cdot (293,3 - 355,33) = 296752,09 \text{ кВт;} \quad (5.1.2.61)$$

$$\delta Q = \frac{|Q_r - Q_{п}|}{Q_r} \cdot 100\% = \frac{296752,09 - 296752,09}{296752,09} \cdot 100\% = 0\%. \quad (5.1.2.62)$$

Разница полученных величин мала, что свидетельствует о правильности расчетов.

Тепловая мощность КУ:

$$Q_{KY} = 296752,09 \text{ кВт.} \quad (5.1.2.63)$$

### 5.1.3 Определение мощности паровой турбины с модернизацией

Суммарный объёмный расход, проходящий через последние ступени паровой турбины:

$$(D \cdot v)_{\Sigma} = [(D_0^{ВД} + D_0^{НД}) - D_d - D_{II} - D_T] \cdot v_k'' = \\ [(89,63 + 15,41) - 5,31 - 31,94 - 62,75] \cdot 28,19 = 141,76 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (5.1.3.1)$$

Давление пара перед проточной частью ЦВД:

$$P_0^{ВД} = (1 - \xi_{ск}) \cdot P_0^{ВД} = (1 - 0,03) \cdot 13 = 12,61 \text{ МПа}. \quad (5.1.3.2)$$

Параметры пара перед проточной частью ЦВД:

$$t_0 = f(P_0^{ВД}; h_0^{ВД}) = f(12,61 \text{ МПа}; 3370 \text{ кДж/кг}) = 510,24 \text{ }^\circ\text{C}; \quad (5.1.3.3)$$

$$v_0 = f(P_0^{ВД}; h_0^{ВД}) = f(12,61 \text{ МПа}; 3370 \text{ кДж/кг}) = 0,02588 \text{ м}^3/\text{кг}; \quad (5.1.3.4)$$

$$s_0 = f(P_0^{ВД}; h_0^{ВД}) = f(12,61 \text{ МПа}; 3370 \text{ кДж/кг}) = \\ = 6,4953 \text{ кДж/кг} \cdot \text{К}. \quad (5.1.3.5)$$

Энтальпия и удельный объем в конце изэнтропийного процесса расширения пара в ЦВД:

$$h_t^{ЦВД} = f(P_{II}; s_0) = f(1,3 \text{ МПа}; 6,4953 \text{ кДж/кг} \cdot \text{К}) = 2787,26 \text{ кДж/кг}; \quad (5.1.3.6)$$

$$v_{zt}^{ЦВД} = f(P_{II}; s_0) = f(1,3 \text{ МПа}; 6,4953 \text{ кДж/кг} \cdot \text{К}) = 0,1513 \text{ м}^3/\text{кг}. \quad (5.1.3.7)$$

Располагаемый теплоперепад ЦВД:

$$\Delta H_0^{ЦВД} = h_0^{ВД} - h_t^{ЦВД} = 3370 - 2787,26 = 582,75 \text{ кДж/кг}. \quad (5.1.3.8)$$

Относительный внутренний КПД ЦВД. Определяем исходя из расхода  $D_0^{ВД} = 89,63 \text{ кг/с} = 322,65 \text{ т/ч}$  по энергетической характеристике ЦВД ТУ ПТ-60-130 [13]:

$$\eta_{oi}^{ЦВД} = 0,823. \quad (5.1.3.9)$$

Действительный теплоперепад ЦВД:

$$\Delta H_i^{ЦВД} = \Delta H_0^{ЦВД} \cdot \eta_{oi}^{ЦВД} = 582,75 \cdot 0,823 = 479,8 \text{ кДж/кг}. \quad (5.1.3.10)$$

Внутренняя мощность ЦВД:

$$N_i^{ЦВД} = D_0^{ВД} \cdot \Delta H_i^{ЦВД} = 89,63 \cdot 479,8 = 43002,57 \text{ кВт}. \quad (5.1.3.11)$$

Энтальпия пара в конце ЦВД:

$$h_k^{ВД} = h_0^{ВД} - \Delta H_i^{ЦВД} = 3370 - 479,8 = 2890,21 \text{ кДж/кг}. \quad (5.1.3.12)$$

Энтальпия пара в камере смешения перед ЦНД:

$$h_{см} = \frac{(D_0^{ВД} - D_{П})h_k^{ВД} + (D_0^{НД} - D_d)h_s''^{НД}}{D_0^{ВД} + D_0^{НД} - D_d - D_{П}} =$$

$$= \frac{(89,63 - 31,94) \cdot 2890,21 + (15,41 - 5,31) \cdot 2788,09}{89,63 + 15,31 - 5,41 - 31,94} =$$

$$= 2874,99 \text{ кДж/кг.} \quad (5.1.3.13)$$

Давление в камере смешения:

$$P_{см} = P_{П} \cdot 0,9 = 1,3 \cdot 0,9 = 1,17 \text{ МПа.} \quad (5.1.3.14)$$

Параметры пара на входе в ЧСД:

$$t_{см} = f(h_{см}; P_{см}) = f(2874,99 \text{ кДж/кг}; 1,17 \text{ МПа}) = 223,26 \text{ }^\circ\text{C}; \quad (5.1.3.15)$$

$$v_{см} = f(h_{см}; P_{см}) = f(2874,99 \text{ кДж/кг}; 1,17 \text{ МПа}) = 0,1853 \text{ м}^3/\text{кг}. \quad (5.1.3.16)$$

$$s_{см} = f(h_{см}; P_{см}) = f(2874,99 \text{ кДж/кг}; 1,17 \text{ МПа}) = 6,723 \text{ кДж/кг} \cdot \text{К}. \quad (5.1.3.17)$$

Определим энтальпию и удельный объем в конце процесса расширения ЧСД:

$$h_t^{ЧСД} = f(s_{см}; P_T) = f(6,723 \text{ кДж/кг} \cdot \text{К}; 0,072 \text{ МПа}) =$$

$$= 2389,79 \text{ кДж/кг}; \quad (5.1.3.18)$$

$$v_{zt}^{ЧСД} = f(s_{см}; P_T) = f(6,723 \text{ кДж/кг} \cdot \text{К}; 0,072 \text{ МПа}) = 2,022 \text{ м}^3/\text{кг}; \quad (5.1.3.19)$$

$$x_{zt}^{ЧСД} = f(s_{см}; P_T) = f(6,723 \text{ кДж/кг} \cdot \text{К}; 0,072 \text{ МПа}) = 0,88. \quad (5.1.3.20)$$

Энтальпия пара на линии насыщения:

$$h_{см}'' = f(s_{см}) = f(6,736 \text{ кДж/кг} \cdot \text{К}) = 2760,7 \text{ кДж/кг}. \quad (5.1.3.21)$$

Располагаемый теплоперепад ЧСД:

$$\Delta H_0^{ЧСД} = h_{см} - h_t^{ЧСД} = 2874,99 - 2389,79 = 485,2 \text{ кДж/кг}. \quad (5.1.3.22)$$

$$\Delta H_0^{вл.ЧСД} = h_{см}'' - h_t^{ЧСД} = 2760,7 - 2389,79 = 370,9 \text{ кДж/кг}. \quad (5.1.3.23)$$

Расход пара через ЧСД:

$$D_{ЧСД} = D_0^{ВД} + D_0^{НД} - D_d - D_{П} = 89,63 + 15,41 - 5,31 - 31,94 =$$

$$= 67,78 \text{ кг/с.} \quad (5.1.3.24)$$

Поправочный коэффициент влажности пара:

$$k_{вл} = 1 - 0,4 \cdot (1 - \beta_{вл}) \cdot (y_0 + y_1) \cdot \frac{H_0^{вл}}{H_0^{ЧСД}}; \quad (5.1.3.25)$$

где  $y_0 = 0$ ;  $y_1 = 0,12$  – влажность пара в начале и в конце группы ступеней ЦСД;  $\beta_{вл} = 0,1$  – коэффициент учета влияния средней влажности на внутренний КПД в зависимости от конструкции проточной части.

$$k_{вл} = 1 - 0,4 \cdot (1 - 0,1) \cdot (0 + 0,12) \cdot \frac{370,9}{485,2} = 0,9673. \quad (5.1.3.26)$$

Относительный внутренний КПД ЦСД:

$$\begin{aligned} \eta_{oi}^{цсд} &= 0,87 \cdot \left( 1 + \frac{\Delta H_0^{цсд} - 400}{10000} \right) \cdot k_{вл} = \\ &= 0,87 \cdot \left( 1 + \frac{485,2 - 400}{10000} \right) \cdot 0,9673 = 0,849. \end{aligned} \quad (5.1.3.27)$$

Действительный теплоперепад ЦСД:

$$\Delta H_i^{цсд} = \Delta H_0^{цсд} \cdot \eta_{oi}^{цсд} = 485,2 \cdot 0,849 = 411,8 \text{ кДж/кг}. \quad (5.1.3.28)$$

Внутренняя мощность ЧСД:

$$N_i^{цсд} = D_{цсд} \cdot \Delta H_i^{цсд} = 67,78 \cdot 411,8 = 27913,23 \text{ кВт}. \quad (5.1.3.29)$$

Энтальпия пара на выходе из ЦСД:

$$h_k^{цсд} = h_{см} - \Delta H_i^{цсд} = 2874,99 - 411,8 = 2463,19 \text{ кДж/кг}. \quad (5.1.3.30)$$

Влажность в конце расширения в ЧСД:

$$x_{цсд} = f(h_k^{цсд}; P_T) = f(2463,19 \text{ кДж/кг}; 0,072 \text{ МПа}) = 0,9134. \quad (5.1.3.31)$$

Энтальпия пара ЧНД:

$$h_0^{чнд} = h_k^{цсд} = 2463,19 \text{ кДж/кг}. \quad (5.1.3.32)$$

Расход пара через ЧНД (вентиляционный):

$$D_{чнд} = D_{вент} = 5,03 \text{ кг/с}. \quad (5.1.3.33)$$

Конечное давление:

$$P_k = 0,005 \text{ МПа}. \quad (5.1.3.34)$$

Внутренняя мощность ЦНД:

$$N_i^{чнд} = 0 \text{ кВт}. \quad (5.1.3.35)$$

Энтальпия пара на выходе из ЦНД:

$$h_k = h_0^{чнд} = 2463,19 \text{ кДж/кг}. \quad (5.1.3.36)$$

Степень сухости на выходе из ЦНД:

$$x_k = f(h_k, p_k) = f(2463,19 \text{ кДж/кг}, 0,005 \text{ МПа}) = 0,96. \quad (5.1.3.37)$$

т.е. влажность:

$$y_k = 1 - x_k = 1 - 0,96 = 0,04. \quad (5.1.3.38)$$

Внутренняя мощность паровой турбины:

$$N_i^{ПТ} = N_i^{ЦВД} + N_i^{ЦСД} + N_i^{ЦНД} = 43002,57 + 27913,23 + 0 = 70915,8 \text{ кВт}. \quad (5.1.3.39)$$

Электрическая мощность ПТУ:

$$N_{\text{э}}^{ПТУ} = N_i^{ПТ} \cdot \eta_{\text{мех}} \cdot \eta_{\text{эГ}} = 70915,8 \cdot 0,99 \cdot 0,98 = 68802,5 \text{ кВт}. \quad (5.1.3.40)$$

На рисунке 15 представлена диаграмма процесса расширения пара в турбине с модернизацией ЦСД и ЦНД.

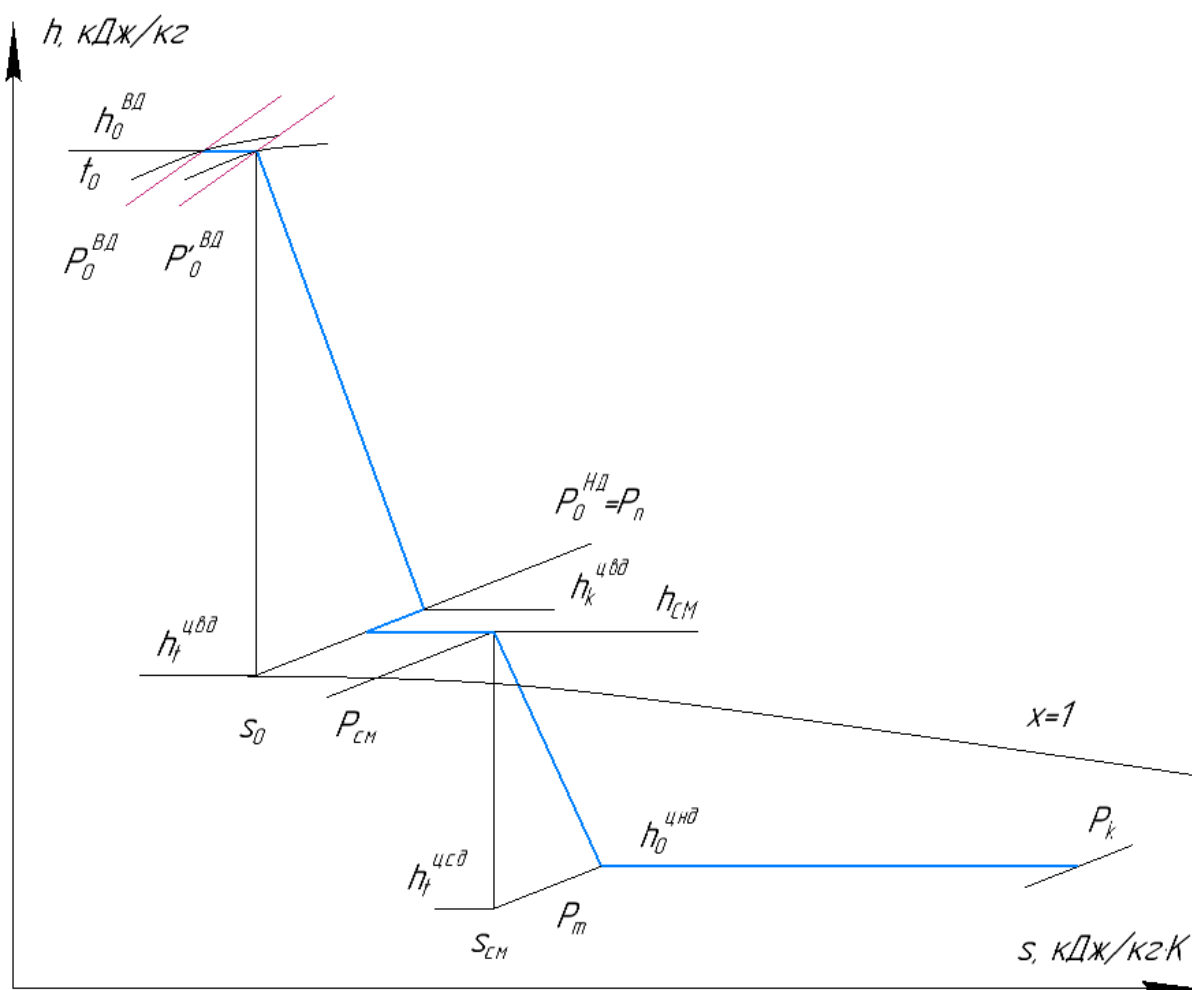


Рисунок 15 –  $h,s$ -диаграмма процесса расширения в турбине двухконтурной ПГУ



### 5.1.4 Расчет сетевой установки

Отпуск теплоты на отопление на современных ТЭЦ производится путём нагрева сетевой воды паром из теплофикационных отборов турбины. Целью расчета схемы отпуса теплоты с сетевой водой является определение расходов сетевой воды  $G_{св}$ , пара на сетевой подогреватель. Схема расчетной сетевой установки представлена на рисунке 16.

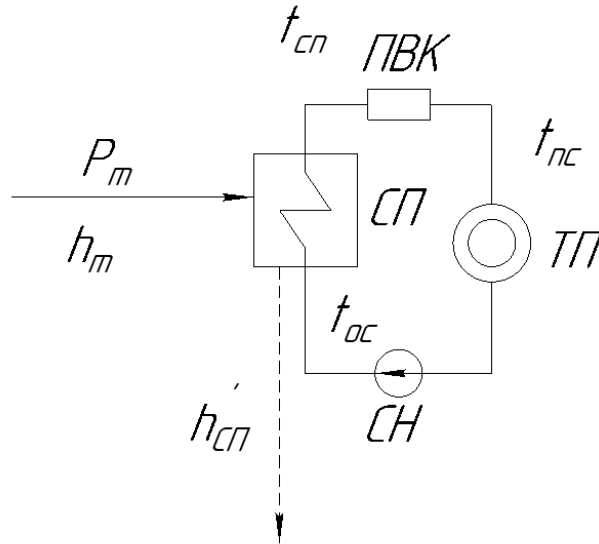


Рисунок 16 – Одноступенчатая сетевая установка

Расчет расхода сетевой воды

$$Q_{ПС-1} = D_T \cdot (h_T - h'_T) \cdot 0,99 = 62,75 \cdot (2657,9 - 372,76) \cdot 0,99 = 141,97 \text{ МВт}; \quad (5.1.4.1)$$

$$Q_{ПС-1} = G_{св} \cdot c_p \cdot (t_{ПС-1} - t_{ос}); \quad (5.1.4.2)$$

$$G_{св} = \frac{Q_{ПС-1}}{c_{рв} \cdot (t_{ПС-1} - t_{ос})} = \frac{141,97}{4,2 \cdot (84 - 44)} = 845,05 \frac{\text{кг}}{\text{с}}. \quad (5.1.4.3)$$

Давление пара в отопительном отборе:

$$P_{отб_{ПС-1}} = 0,072 \text{ МПа}. \quad (5.1.4.4)$$

Давление пара в СП:

$$P_{ПС-1} = 0,067/1,07 = 0,067 \text{ МПа}. \quad (5.1.4.5)$$

Температура насыщения воды в СП:

$$t_{s_{ПС-1}} = f(P_{ПС-1}) = f(0,067) = 89 \text{ }^\circ\text{C}. \quad (5.1.4.6)$$

Недогрев в СП:

$$\theta = 5 \text{ }^{\circ}\text{C}. \quad (5.1.4.7)$$

Температура за ПС-1:

$$t_{\text{ПС-1}} = 89 - 5 = 84 \text{ }^{\circ}\text{C}. \quad (5.1.4.8)$$

### 5.1.5 Показатели тепловой экономичности ПГУ-ТЭЦ с модернизацией турбины

Теплота на производство:

$$Q_{\text{пр}} = D_{\text{п}} \cdot (h_{\text{к}}^{\text{ВД}} - h_{\text{п}}^{\text{к}}) = 31,94 \cdot (2890,21 - 293,3) = 82,89 \text{ МВт}. \quad (5.1.5.1)$$

Теплота на отопление:

$$Q_{\text{от}} = D_{\text{т}} \cdot (h_{\text{т}} - h'_{\text{т}}) = 62,75 \cdot (2657,9 - 372,76) = 141,99 \text{ МВт}. \quad (5.1.5.2)$$

Электрическая мощность ПГУ:

$$N_{\text{э}}^{\text{пгу}} = N_{\text{э}}^{\text{гту}} + N_{\text{э}}^{\text{пту}} = 275 + 68,8 = 343,69 \text{ МВт}. \quad (5.1.5.3)$$

КПД ГТУ брутто [14]:

$$\eta_{\text{гту}}^{\text{бр}} = 0,396. \quad (5.1.5.4)$$

Натуральный расход топлива:

$$B = \frac{N_{\text{э}}^{\text{гту}}}{Q_{\text{р}}^{\text{н}} \cdot \eta_{\text{гту}}^{\text{бр}}} = \frac{275}{33,62 \cdot 0,396} = 15,66 \frac{\text{кг}}{\text{с}}. \quad (5.1.5.5)$$

Расход топлива на производство тепловой энергии:

$$B_{\text{т}} = \frac{Q_{\text{пр}} + Q_{\text{от}}}{\eta_{\text{тр}} \cdot Q_{\text{р}}^{\text{н}}} = \frac{82,89 + 141,99}{0,95 \cdot 44,3} = 5,38 \frac{\text{кг}}{\text{с}}. \quad (5.1.5.6)$$

Расход топлива на производство электроэнергии:

$$B_{\text{э}} = B - B_{\text{т}} = 15,66 - 5,38 = 10,28 \frac{\text{кг}}{\text{с}}. \quad (5.1.5.7)$$

Условный расход топлива:

$$b_{\text{у}} = \frac{B \cdot Q_{\text{р}}^{\text{н}}}{Q_{\text{ут}}} = \frac{15,66 \cdot 44,3}{29,33} = 23,66 \frac{\text{кг у. т.}}{\text{с}}. \quad (5.1.5.8)$$

КПД производства электроэнергии:

$$\eta_{\text{пгу}}^{\text{э}} = \frac{N_{\text{пгу}}^{\text{э}}}{B_{\text{э}} \cdot Q_{\text{р}}^{\text{н}}} = \frac{343,69}{10,28 \cdot 44,3} = 0,7326. \quad (5.1.5.9)$$

КПД производства тепловой энергии:

$$\eta_{\text{пгу}}^{\text{т}} = \frac{Q_{\text{пр}} + Q_{\text{от}}}{B_{\text{т}} \cdot Q_{\text{р}}^{\text{н}}} = \frac{82,89 + 141,99}{5,38 \cdot 44,3} = 0,95. \quad (5.1.5.10)$$

Расход условного топлива на единицу генерируемой электроэнергии:

$$b_{\text{э}} = \frac{123}{\eta_{\text{пгу}}^{\text{э}}} = \frac{123}{0,7326} = 167,89 \frac{\text{г у. т.}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}. \quad (5.1.5.11)$$

Расход условного топлива на единицу тепловой энергии:

$$b_{\text{т}} = \frac{34,121}{\eta_{\text{пгу}}^{\text{т}}} = \frac{34,121}{0,95} = 35,92 \frac{\text{г у. т.}}{\text{ГДж}}. \quad (5.1.5.12)$$

Коэффициент использования теплоты топлива:

$$K_{\text{пгу}}^{\text{ит}} = \frac{N_{\text{пгу}}^{\text{э}} + Q_{\text{пр}} + Q_{\text{от}}}{B \cdot Q_{\text{р}}^{\text{н}}} = \frac{343,69 + 82,89 + 141,99}{15,66 \cdot 44,3} = 0,8193. \quad (5.1.5.13)$$

Удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении для ПГУ:

$$\text{Э}_{\text{пгу}}^{\text{т}} = \frac{N_{\text{т}}}{Q_{\text{т}} \cdot 0,86} = \frac{68,69}{224,88 \cdot 0,86} = 0,3552 \frac{\text{МВт} \cdot \text{ч}}{\text{Гкал}}. \quad (5.1.5.14)$$

В подразделе работы определены теплофизические характеристики продуктов сгорания ГТУ. Получены уравнения зависимости температуры выхлопных газов от энтальпии.

В результате теплового расчета котла-утилизатора определены исходные данные для конструкторского расчета.

Проведен расчет тепловой схемы ПГУ-ТЭЦ в составе ПГУ-ТЭЦ с модернизацией турбины, в результате которого получены технико-экономические показатели работы ПТУ и СП.

## **5.2 Расчет ПГУ-ТЭЦ с дополнительной турбиной на номинальный теплофикационный режим**

### **5.2.1 Выбор и обоснование давления контура низкого давления**

На рисунке 17 представлен график зависимости электрической мощности ПТУ от давления низкого контура.

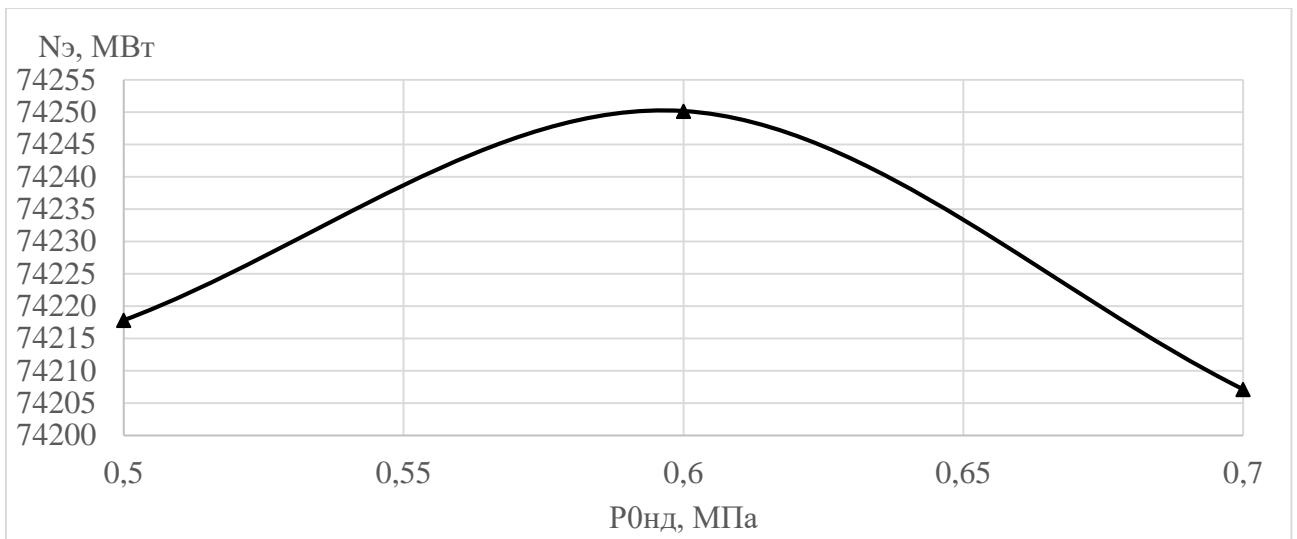


Рисунок 17 – График зависимости электрической мощности дополнительной турбины от давления низкого контура

Принимаем давление контура низкого давления равным 0,6 МПа, поскольку при данном давлении обеспечивается максимальная электрическая мощность схемы ПТУ с дополнительной турбиной, а также обеспечивается минимально допустимая температура уходящих из котла-утилизатора газов, при которой не возникает низкотемпературная коррозия.

### 5.2.2 Расчет котла утилизатора

Температура пара перед СК ВД:

$$t_0^{ВД} = \theta_d - \delta t_0^{ВД} = 542 - 30 = 512 \text{ } ^\circ\text{C}, \quad (5.2.2.1)$$

где  $\delta t_0^{ВД} = 30^\circ\text{C}$  – температурный напор на выходе из ППВД.

Энтальпия дымовых газов на входе в котел-утилизатор:

$$I_d = 0,9304 \cdot 542^{1,0282} = 602,24 \text{ кДж/кг}. \quad (5.2.2.2)$$

Энтальпия пара перед СК ВД:

$$h_0^{ВД} = f(t_0^{ВД}; P_0^{ВД}) = f(512 \text{ } ^\circ\text{C}; 13 \text{ МПа}) = 3370 \text{ кДж/кг}. \quad (5.2.2.3)$$

Давление пара в барабане ВД:

Гидравлические сопротивления ППВД, включая трубопроводы, принимаемые на уровне 4-6% давления перед стопорными клапанами.

$$\xi_{ВД} = \xi_{нд} = 0,05; \quad (5.2.2.4)$$

$$P_6^{ВД} = (1 + \xi_{ВД}) \cdot P_0^{ВД} = (1 + 0,05) \cdot 13 = 13,65 \text{ МПа}. \quad (5.2.2.5)$$

Температура насыщения и энтальпия насыщенного пара:

$$t_s^{ВД} = f(P_6^{ВД}) = f(13,65 \text{ МПа}) = 334,67 \text{ }^\circ\text{C}; \quad (5.2.2.6)$$

$$h_s''^{ВД} = f(P_6^{ВД}) = f(13,65 \text{ МПа}) = 2647,03 \text{ кДж/кг}. \quad (5.2.2.7)$$

$$h_s'^{ВД} = f(P_6^{ВД}) = f(13,65 \text{ МПа}) = 1557,11 \text{ кДж/кг}. \quad (5.2.2.8)$$

Температура газов за ИВД:

Принятый температурный напор в пинч-точке ВД:

$$\delta t_s^{ВД} = 10^\circ\text{C}; \quad (5.2.2.9)$$

$$\theta_s^{ВД} = t_s^{ВД} + \delta t_s^{ВД} = 334,67 + 10 = 344,67 \text{ }^\circ\text{C}. \quad (5.2.2.10)$$

Энтальпия газов на выходе из ИВД:

$$I_s^{ВД} = 0,9304 \cdot 344,67^{1,0282} = 378,12 \text{ кДж/кг}. \quad (5.2.2.11)$$

Расход пара ВД:

$$D_0^{ВД} = \frac{G_r \cdot (I_d - I_s^{ВД})}{h_0^{ВД} - h_s'^{ВД}} = \frac{725 \cdot (602,24 - 378,12)}{3370 - 1557,11} = 89,63 \text{ кг/с}. \quad (5.2.2.12)$$

Энтальпия газов за ППВД:

$$I_{III}^{ВД} = I_d - \frac{D_0^{ВД} \cdot (h_0^{ВД} - h_s''^{ВД})}{G_r} = 602,24 - \frac{89,63 \cdot (3370 - 2647,03)}{725} = 512,86 \text{ кДж/кг}. \quad (5.2.2.13)$$

Температура газов за ППВД:

$$\theta_{III}''^{ВД} = 1,0731 \cdot 512,86^{0,9725} = 463,57 \text{ }^\circ\text{C}. \quad (5.2.2.14)$$

Давление пара перед стопорными клапанами низкого давления паровой турбины:

$$P_0^{HD} = 0,6 \text{ МПа}. \quad (5.2.2.15)$$

Температура питательной воды в деаэраторе, из которого она поступает в контур ВД, соответствует температуре насыщения в нем. Давление в деаэраторе:

$$P_d = 0,9 \cdot P_0^{HD} = 0,9 \cdot 0,6 = 0,54 \text{ МПа}. \quad (5.2.2.16)$$

Недогрев питательной воды до температуры насыщения в деаэраторе:

$$\Delta t_6^{HD} = 5^\circ\text{C}. \quad (5.2.2.17)$$

Энтальпия и энтальпия насыщенной воды в деаэраторе:

$$t_s^D = f(P_d) = f(0,53 \text{ МПа}) = 154,76 \text{ }^\circ\text{C}; \quad (5.2.2.18)$$

$$h_s'^D = f(P_d) = f(0,53 \text{ МПа}) = 652,83 \text{ кДж/кг}; \quad (5.2.2.19)$$

$$t_s^{D'} = t_s^D - \Delta t_6^{HD} = 154,76 - 5 = 149,76 \text{ }^\circ\text{C}; \quad (5.2.2.20)$$

$$h_s'^D = f(t_s^{D'}) = f(149,76 \text{ }^\circ\text{C}) = 631,21 \text{ кДж/кг}. \quad (5.2.2.21)$$

Давление пара в барабане НД:

$$P_6^{HD} = (1 + \xi_{HD}) \cdot P_0^{HD} = (1 + 0,05) \cdot 0,6 = 0,63 \text{ МПа}. \quad (5.2.2.22)$$

Температура насыщения воды в барабане НД:

$$t_s^{HD} = f(P_6^{HD}) = f(0,63 \text{ МПа}) = 160,75 \text{ }^\circ\text{C}; \quad (5.2.2.23)$$

$$h_s''^{HD} = f(P_6^{HD}) = f(0,63 \text{ МПа}) = 2758,25 \text{ кДж/кг}. \quad (5.2.2.24)$$

$$h_s'^{HD} = f(P_6^{HD}) = f(0,63 \text{ МПа}) = 678,83 \text{ кДж/кг}. \quad (5.2.2.25)$$

Энтальпия газов за контуром ВД:

$$I_{yx}^{ВД} = I_s^{ВД} - \frac{D_0^{ВД} \cdot (h_s'^{ВД} - h_s'^D)}{G_r} = 378,12 - \frac{89,63 \cdot (1557,11 - 631,21)}{725} = \\ = 263,66 \text{ кДж/кг}. \quad (5.2.2.26)$$

Температура газов за контуром ВД:

$$\theta_{yx}^{ВД} = 1,0731 \cdot I_{yx}^{ВД 0,9725} = 1,0731 \cdot 263,66^{0,9725} = 242,72 \text{ }^\circ\text{C}. \quad (5.2.2.27)$$

Расчет контура НД КУ

Температура пара перед СК НД:

$$t_0^{HD} = \theta_{yx}^{ВД} - \delta t_0^{HD} = 242,72 - 20 = 222,72 \text{ }^\circ\text{C}, \quad (5.2.2.28)$$

где  $\delta t_0^{HD} = 20^\circ\text{C}$  – температурный напор на выходе из ППНД.

Энтальпия пара перед СК НД:

$$h_0^{HD} = f(t_0^{HD}; P_0^{HD}) = f(222,72 \text{ }^\circ\text{C}; 0,6 \text{ МПа}) = 2899,84 \text{ кДж/кг}. \quad (5.2.2.29)$$

Температура газов за ИНД:

Принятый температурный напор в пинч-точке НД:

$$\delta t_s^{HD} = 10^\circ\text{C}; \quad (5.2.2.30)$$

$$\theta_s^{HD} = t_s^{HD} + \delta t_s^{HD} = 160,75 + 10 = 170,65 \text{ }^\circ\text{C}. \quad (5.2.2.31)$$

Энтальпия газов за ИНД:

$$I_s^{HD} = 0,9304 \cdot 170,65^{1,0282} = 183,64 \text{ кДж/кг}. \quad (5.2.2.32)$$

Расход пара НД:

$$D_0^{\text{НД}} = \frac{G_r \cdot (I_{\text{yx}}^{\text{ВД}} - I_s^{\text{НД}})}{h_0^{\text{НД}} - h_s^{\text{НД}}} = \frac{725 \cdot (263,66 - 183,64)}{2899,84 - 678,83} = 26,12 \text{ кг/с.} \quad (5.2.2.33)$$

Энтальпия газов за ППНД:

$$I_{\text{ПП}}^{\text{НД}} = I_{\text{yx}}^{\text{ВД}} - \frac{D_0^{\text{НД}} \cdot (h_0^{\text{НД}} - h_s^{\text{НД}})}{G_r} = 263,32 - \frac{26,12 \cdot (2899,84 - 2758,25)}{725} = 258,56 \text{ кДж/кг.} \quad (5.2.2.34)$$

Температура газов за ППНД:

$$\theta''_{\text{ппнд}} = 1,0731 \cdot 258,56^{0,9725} = 238,15 \text{ }^\circ\text{C.} \quad (5.2.2.35)$$

Температура и энтальпия недогретого конденсата, поступающего в деаэрактор:

Недогрев конденсата за ГПК до температуры насыщения в деаэраторе:

$$\Delta t_d = 5^\circ\text{C}; \quad (5.2.2.36)$$

$$t_k^d = t_s^d - \Delta t_d = 154,76 - 5 = 149,76 \text{ }^\circ\text{C.} \quad (5.2.2.37)$$

$$h_k^d = 631,21 \text{ кДж/кг.} \quad (5.2.2.38)$$

Давление пара перед проточной частью ЦВД:

$$P_0^{\text{ВД}} = (1 - \xi_{\text{ск}}) \cdot P_0^{\text{ВД}} = (1 - 0,03) \cdot 13 = 12,61 \text{ МПа.} \quad (5.2.2.39)$$

Параметры пара перед проточной частью ЦВД:

$$t_0 = f(P_0^{\text{ВД}}; h_0^{\text{ВД}}) = f(12,61 \text{ МПа}; 3370 \text{ кДж/кг}) = 510,24 \text{ }^\circ\text{C}; \quad (5.2.2.40)$$

$$v_0 = f(P_0^{\text{ВД}}; h_0^{\text{ВД}}) = f(12,61 \text{ МПа}; 3370 \text{ кДж/кг}) = 0,026 \text{ м}^3/\text{кг}; \quad (5.2.2.41)$$

$$s_0 = f(P_0^{\text{ВД}}; h_0^{\text{ВД}}) = f(12,61 \text{ МПа}; 3370 \text{ кДж/кг}) = 6,495 \text{ кДж/кг} \cdot \text{К.} \quad (5.2.2.42)$$

Энтальпия и удельный объем в конце изоэнтропийного процесса расширения пара в ЦВД:

$$h_t^{\text{ЦВД}} = f(P_t; s_0) = f(1,3 \text{ МПа}; 6,495 \text{ кДж/кг} \cdot \text{К}) = 2787,26 \text{ кДж/кг}; \quad (5.2.2.43)$$

$$v_{zt}^{\text{ЦВД}} = f(P_t; s_0) = f(1,3 \text{ МПа}; 6,495 \text{ кДж/кг} \cdot \text{К}) = 0,1513 \text{ м}^3/\text{кг}. \quad (5.2.2.44)$$

Располагаемый теплоперепад ЦВД:

$$\Delta H_0^{\text{ЦВД}} = h_0^{\text{ВД}} - h_t^{\text{ЦВД}} = 3370 - 2787,26 = 582,75 \text{ кДж/кг.} \quad (5.2.2.45)$$

Относительный внутренний КПД ЦВД. Определяем исходя из расхода  $D_0^{ВД} = 89,63 \text{ кг/с} = 322,65 \text{ т/ч}$  по энергетической характеристике ЦВД ТУ ПТ-60-130 [13]:

$$\eta_{oi}^{ЦВД} = 0,82. \quad (5.2.2.46)$$

Действительный теплоперепад ЦВД:

$$\Delta H_i^{ЦВД} = \Delta H_0^{ЦВД} \cdot \eta_{oi}^{ЦВД} = 582,75 \cdot 0,823 = 479,8 \text{ кДж/кг}. \quad (5.2.2.47)$$

Энтальпия пара в конце ЦВД:

$$h_k^{ВД} = h_0^{ВД} - \Delta H_i^{ЦВД} = 3370 - 479,8 = 2890,21 \text{ кДж/кг}. \quad (5.2.2.48)$$

Температура и энтальпия дренажа производственного отбора:

$$t_k^п = 70^\circ\text{C}; \quad (5.2.2.49)$$

$$h_k^к = C_{рв} \cdot t_k^п = 4,19 \cdot 70 = 293,3 \text{ кДж/кг}. \quad (5.2.2.50)$$

Расход греющего пара в деаэратор найдём из уравнения теплового баланса для деаэратора:

$$D_d = \frac{(D_0^{ВД} + D_0^{НД}) \cdot h'_д - (D_0^{ВД} + D_0^{НД} - D_{п}) \cdot h_k^д - D_{п} \cdot h'_п}{h_k^{ЦВД} - h_k^д} =$$

$$\frac{(89,63 + 26,12) \cdot 631,21 - (89,63 + 26,12 - 31,94) \cdot 631,21 - 31,94 \cdot 293,3}{2890,21 - 631,21} =$$

$$= 4,78 \text{ кг/с}. \quad (5.2.2.51)$$

Температура конденсата; энтальпия конденсата; энтальпия конденсирующего пара; удельный объём:

$$P_k = 0,005 \text{ МПа}; \quad (5.2.2.52)$$

$$t_k = f(P_k) = f(0,005 \text{ МПа}) = 32,88^\circ\text{C};$$

$$h'_k = f(P_k) = f(0,005 \text{ МПа}) = 137,77 \text{ кДж/кг}; \quad (5.2.2.53)$$

$$h''_k = f(P_k) = f(0,005 \text{ МПа}) = 2560,77 \text{ кДж/кг}; \quad (5.2.2.54)$$

$$v''_k = f(P_k) = f(0,005 \text{ МПа}) = 28,19 \text{ м}^3/\text{кг}. \quad (5.2.2.55)$$

Расход на СП-1 (исходя из того, что в ЦВД остается вентиляционный расход  $D_{вент1} = 5,03 \text{ кг/с}$  [13])

$$D_{Т2} = D_0^{ВД} - D_{п} - D_{вент1} - D_d = 89,63 - 31,94 - 5,03 - 4,78 =$$

$$= 47,87 \frac{\text{кг}}{\text{с}}. \quad (5.2.2.56)$$



Расход на СП-2 (исходя из того, что в дополнительную турбину остается вентиляционный расход 5% от  $D_0^{HD}$ )

$$D_{\text{вент}2} = 0,05 \cdot D_0^{HD} = 0,05 \cdot 26,12 = 1,3 \text{ кг/с.} \quad (5.2.2.57)$$

$$D_{T1} = D_0^{HD} - D_{\text{вент}2} = 26,12 - 1,3 = 24,81 \text{ кг/с.} \quad (5.2.2.58)$$

### 5.2.3 Расчет сетевой установки

Отпуск теплоты на отопление на современных ТЭЦ производится путём нагрева сетевой воды паром из теплофикационных отборов турбины. Целью расчета схемы отпуски теплоты с сетевой водой является определение расходов сетевой воды  $G_{\text{СВ}}$ , пара на сетевой подогреватель. Схема расчетной сетевой установки представлена на рисунке 18.

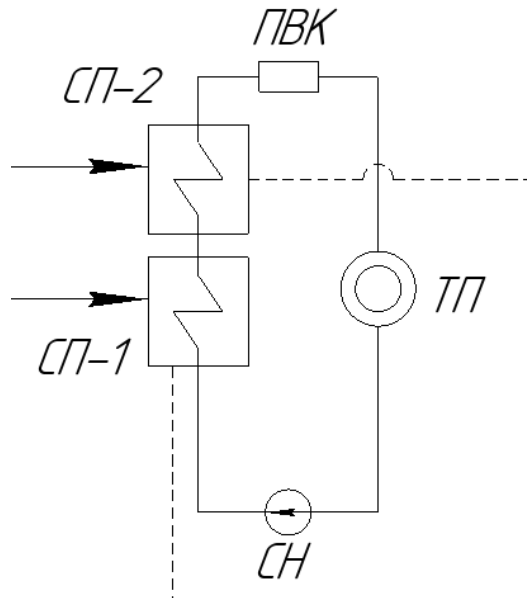


Рисунок 18 – Двухступенчатая сетевая установка

Температура прямой сети:

$$t_{\text{пс}} = 84 \text{ }^\circ\text{C.} \quad (5.2.3.1)$$

Температура пара в СП-1:

$$t_{\text{сп-2}} = t_{\text{пс}} + \theta_{\text{сп}} = 84 + 5 = 89 \text{ }^\circ\text{C.} \quad (5.2.3.2)$$

Давление в СП-2:

$$P_{\text{сп-2}} = f(t_{\text{сп-2}}) = f(89 \text{ }^\circ\text{C}) = 0,068 \text{ МПа.} \quad (5.2.3.3)$$

Давление в отопительном отборе СП-2:

$$P_{T2} = 1,07 \cdot P_{\text{сп-2}} = 1,07 \cdot 0,067 = 0,072 \text{ МПа.} \quad (5.2.3.4)$$

Энтальпия дренажа СП-2:

$$h''_{\text{СП-2}} = f(t_{\text{СП-2}}) = f(89 \text{ }^\circ\text{C}) = 2657,9 \text{ кДж/кг.} \quad (5.2.3.5)$$

$$h'_{\text{СП-2}} = f(t_{\text{СП-2}}) = f(89 \text{ }^\circ\text{C}) = 372,76 \text{ кДж/кг.} \quad (5.2.3.6)$$

Теплота парообразования в СП-2:

$$r_2 = h''_{\text{СП-2}} - h'_{\text{СП-2}} = 2285,14 \text{ кДж/кг.} \quad (5.2.3.7)$$

Теплота парообразования в СП-1:

$$r_1 \approx r_2 \approx 2285,14 \text{ кДж/кг.} \quad (5.2.3.8)$$

Суммарная отопительная нагрузка:

$$\begin{aligned} Q_{\text{ПС}} &= D_{\text{Т2}} \cdot r_2 \cdot 0,99 + D_{\text{Т1}} \cdot r_1 \cdot 0,99 = \\ &= 47,87 \cdot 2285,14 \cdot 0,99 + 24,81 \cdot 2285,14 \cdot 0,99 = 166,3 \text{ МВт.} \end{aligned} \quad (5.2.3.9)$$

Расчет расхода сетевой воды СП:

$$Q_{\text{ПС}} = G_{\text{СВ}} \cdot c_{\text{рв}} \cdot (t_{\text{ПС}} - t_{\text{ОС}}); \quad (5.2.3.10)$$

$$G_{\text{СВ}} = \frac{Q_{\text{ПС}}}{c_{\text{рв}} \cdot (t_{\text{ПС}} - t_{\text{ОС}})} = \frac{164,36}{4,2 \cdot (84 - 44)} = 978 \frac{\text{кг}}{\text{с}}. \quad (5.2.3.11)$$

Отопительная нагрузка СП-1:

$$\begin{aligned} Q_{\text{ПС-1}} &= D_{\text{Т1}} \cdot (h''_{\text{СП-1}} - h'_{\text{СП-1}}) \cdot 0,99 = 24,81 \cdot 2285,14 \cdot 0,99 = \\ &= 56,13 \text{ МВт} \end{aligned} \quad (5.2.3.12)$$

Расчет температуры за СП-1:

$$Q_{\text{ПС-1}} = G_{\text{СВ}} \cdot c_{\text{рв}} \cdot (t_{\text{СП-1}} - t_{\text{ОС}}); \quad (5.2.3.13)$$

$$t_{\text{СП-1}} = t_{\text{ОС}} + \frac{Q_{\text{ПС-1}}}{G_{\text{СВ}} \cdot c_{\text{рв}}} = 44 + \frac{56,13}{978 \cdot 4,2} = 58 \text{ }^\circ\text{C.} \quad (5.2.3.14)$$

Давление в СП-1:

$$P_{\text{СП-1}} = f(t_{\text{СП-1}}) = f(58 \text{ }^\circ\text{C}) = 0,023 \text{ МПа.} \quad (5.2.3.15)$$

Давление в отопительном отборе СП-1:

$$P_{\text{Т1}} = 1,07 \cdot P_{\text{СП-1}} = 1,07 \cdot 0,023 = 0,024 \text{ МПа.} \quad (5.2.3.16)$$

Отопительная нагрузка СП-2:

$$\begin{aligned} Q_{\text{ПС-2}} &= D_{\text{Т2}} \cdot r_2 \cdot 0,99 = 47,87 \cdot 2285,14 \cdot 0,99 = \\ &= 108,3 \text{ МВт} \end{aligned} \quad (5.2.3.17)$$

Энтальпия в точке смешения основного конденсата, дренажа СП-1 и дренажа СП-2:

$$\begin{aligned}
 h_{\text{см}} &= \frac{D_{\text{T1}} \cdot h'_{\text{сп-1}} + D_{\text{T2}} \cdot h'_{\text{сп-2}} + (D_{\text{вент1}} + D_{\text{вент2}}) \cdot h'_k}{D_{\text{T1}} + D_{\text{T2}} + D_{\text{вент1}} + D_{\text{вент2}}} = \\
 &= \frac{47,87 \cdot 372,76 + 24,81 \cdot 269,4 + (5,03 + 1,3) \cdot 137,77}{47,87 + 24,81 + 5,03 + 1,3} = \\
 &= 319,61 \text{ кДж/кг.} \tag{5.2.3.18}
 \end{aligned}$$

Температура конденсата перед ГПК:

$$t'_{\text{ГПК}} = \frac{h_{\text{см}}}{c_{\text{рв}}} = \frac{319,61}{4,2} = 76,1 \text{ }^\circ\text{C.} \tag{5.2.3.19}$$

Расход конденсата через ГПК:

$$\begin{aligned}
 D_{\text{ГПК}} &= D_0^{\text{ВД}} + D_0^{\text{НД}} - D_{\text{д}} - D_{\text{п}} = 89,63 + 26,12 - 4,78 - 31,94 = \\
 &= 79,02 \text{ кг/с.} \tag{5.2.3.20}
 \end{aligned}$$

Энтальпия газов на выходе из ГПК:

$$\begin{aligned}
 I_{\text{ух}}^{\text{КУ}} &= I_s^{\text{НД}} - \frac{D_{\text{ГПК}} \cdot (h_k^{\text{Д}} - h_{\text{см}})}{G_{\text{Г}}} = 183,65 - \frac{82,87 \cdot (631,21 - 319,61)}{725} = \\
 &= 149,68 \text{ кДж/кг.} \tag{5.2.3.21}
 \end{aligned}$$

Температура газов на выходе из ГПК:

$$\theta_{\text{ух}}^{\text{КУ}} = 1,0731 \cdot I_{\text{ух}}^{\text{КУ}0,9725} = 1,0731 \cdot 149,68^{0,9725} = 139,96 \text{ }^\circ\text{C.} \tag{5.2.3.22}$$

Тепловые мощности КУ:

$$Q_{\text{ППВД}} = G_{\text{Г}} \cdot (I_{\text{д}} - I_{\text{ПП}}^{\text{ВД}}) = 725 \cdot (602,24 - 512,86) = 64797,46 \text{ кВт;} \tag{5.2.3.23}$$

$$Q_{\text{ИВД}} = G_{\text{Г}} \cdot (I_{\text{ПП}}^{\text{ВД}} - I_s^{\text{ВД}}) = 725 \cdot (512,86 - 378,12) = 97685,65 \text{ кВт;} \tag{5.2.3.24}$$

$$Q_{\text{ЭВД}} = G_{\text{Г}} \cdot (I_s^{\text{ВД}} - I_{\text{ух}}^{\text{ВД}}) = 725 \cdot (378,12 - 263,66) = 82984,59 \text{ кВт;} \tag{5.2.3.25}$$

$$Q_{\text{ППНД}} = G_{\text{Г}} \cdot (I_{\text{ух}}^{\text{ВД}} - I_{\text{ПП}}^{\text{НД}}) = 725 \cdot (263,66 - 258,56) = 3698,29 \text{ кВт;} \tag{5.2.3.26}$$

$$Q_{\text{ИНД}} = G_{\text{Г}} \cdot (I_{\text{ПП}}^{\text{НД}} - I_s^{\text{ВД}}) = 725 \cdot (258,56 - 183,64) = 54313,33 \text{ кВт;} \tag{5.2.3.27}$$

$$Q_{\text{ГПК}} = G_{\text{Г}} \cdot (I_s^{\text{ВД}} - I_{\text{ух}}^{\text{КУ}}) = 725 \cdot (170,54 - 132,76) = 27387,54 \text{ кВт.} \tag{5.2.3.28}$$

Энтальпия уходящих газов при температуре наружного воздуха:

$$t_{\text{н.в.}} = -11^\circ\text{C;} \tag{5.2.3.29}$$

$$I_{\text{н.в.}} = 0,9304 \cdot t_{\text{н.в.}}^{1,0282} = 0,9304 \cdot (-11)^{1,0282} = 0 \text{ кДж/кг.} \tag{5.2.3.30}$$

КПД котла утилизатора:

$$\eta_{\text{КУ}} = \frac{(I_d - I_{\text{УХ}}^{\text{КУ}})}{(I_d - I_{\text{Н.В.}})} = \frac{(602,24 - 132,76)}{(602,24 - 0)} = 0,751. \quad (5.2.3.31)$$

Тепловая мощность, отданная газами ГТУ в паротурбинный цикл:

$$Q_{\text{Г}} = G_{\text{Г}} \cdot (I_d - I_{\text{УХ}}^{\text{КУ}}) = 725 \cdot (602,24 - 132,76) = 328102,38 \text{ кВт}. \quad (5.2.3.32)$$

Тепловая мощность, полученная паром от котла:

$$\begin{aligned} Q_{\text{П}} &= (D_0^{\text{ВД}} - D_{\text{д}} - D_{\text{п}}) \cdot (h_0^{\text{ВД}} - h_{\text{см}}) + D_0^{\text{ВД}} \cdot (h_0^{\text{ВД}} - h_{\text{см}}) + \\ &D_{\text{п}} \cdot (h_0^{\text{ВД}} - h'_{\text{п}}) + D_{\text{д}} \cdot (h_0^{\text{ВД}} - h_{\text{к}}^{\text{ЦВД}}) = \\ &= (89,63 - 4,78 - 31,94) \cdot (3370 - 319,61) + 26,12 \cdot (2910,71 - 318,36) + \\ &+ 31,94 \cdot (3370 - 293,3) + 4,78 \cdot (3370 - 2890,21) = 329346,3 \text{ кВт}; \end{aligned} \quad (5.2.3.33)$$

$$\delta Q = \frac{|Q_{\text{Г}} - Q_{\text{П}}|}{Q_{\text{Г}}} \cdot 100\% = \frac{329346,3 - 328102,38}{329346,3} \cdot 100\% = 0,38 \%. \quad (5.2.3.34)$$

Разница полученных величин мала, что свидетельствует о правильности расчётов.

Тепловая мощность КУ:

$$Q_{\text{КУ}} = 329346,3 \text{ кВт}. \quad (5.2.3.35)$$

## 5.2.4 Определение мощности паровой турбины

Суммарный объёмный расход, проходящий через последние ступени паровой турбины:

$$\begin{aligned} (D \cdot v)_{\Sigma} &= [D_0^{\text{ВД}} - D_{\text{п}} - D_{\text{д}} - D_{\text{т2}}] \cdot v_{\text{к}}'' = \\ &[89,63 - 31,94 - 4,78 - 47,87] \cdot 28,19 = 141,76 \text{ м}^3/\text{с}. \end{aligned} \quad (5.2.4.1)$$

Внутренняя мощность ЦВД:

$$N_i^{\text{ЦВД}} = D_0^{\text{ВД}} \cdot \Delta H_i^{\text{ЦВД}} = 89,63 \cdot 479,8 = 43002,57 \text{ кВт}. \quad (5.2.4.2)$$

Давление пара перед ЦСД:

$$P_{\text{цсд}} = 0,9 \cdot P_{\text{п}} = 1,17 \text{ МПа}. \quad (5.2.4.3)$$

Параметры пара на входе в ЧСД:

$$t_{\text{цсд}} = f(h_{\text{к}}^{\text{ВД}}; P_{\text{цсд}}) = f(2890,21 \text{ кДж/кг}; 1,17 \text{ МПа}) = 229,72 \text{ }^\circ\text{C}; \quad (5.2.4.4)$$

$$v_{\text{цсд}} = f(h_{\text{к}}^{\text{ВД}}; P_{\text{цсд}}) = f(2890,21 \text{ кДж/кг}; 1,17 \text{ МПа}) = 0,1883 \text{ м}^3/\text{кг}. \quad (5.2.4.5)$$

$$s_{\text{цсд}} = f(h_{\text{к}}^{\text{ВД}}; P_{\text{цсд}}) = f(2890,21 \text{ кДж/кг}; 1,17 \text{ МПа}) = 6,7539 \text{ кДж/кг} \cdot \text{К}. \quad (5.2.4.6)$$

Определим энтальпию и удельный объем в отопительном отборе:

$$h_{\text{т}}^{\text{цсд}} = f(s_{\text{цсд}}; P_{\text{т2}}) = f(6,7539 \text{ кДж/кг} \cdot \text{К}; 0,072 \text{ МПа}) = 2400,88 \text{ кДж/кг}; \quad (5.2.4.7)$$

$$v_{\text{zt}}^{\text{цсд}} = f(s_{\text{цсд}}; P_{\text{т2}}) = f(6,7539 \text{ кДж/кг} \cdot \text{К}; 0,072 \text{ МПа}) = 2,033 \text{ м}^3/\text{кг}; \quad (5.2.4.8)$$

$$x_{\text{zt}}^{\text{цсд}} = f(s_{\text{цсд}}; P_{\text{т2}}) = f(6,7539 \text{ кДж/кг} \cdot \text{К}; 0,072 \text{ МПа}) = 0,89. \quad (5.2.4.9)$$

Располагаемый теплоперепад ЧСД:

$$\Delta H_0^{\text{цсд}} = h_{\text{к}}^{\text{ВД}} - h_{\text{т}}^{\text{цсд}} = 2890,21 - 2400,88 = 489,33 \text{ кДж/кг}. \quad (5.2.4.10)$$

Расход пара через ЧСД:

$$D_{\text{цсд}} = D_0^{\text{ВД}} - D_{\text{п}} - D_{\text{д}} = 89,63 - 31,94 - 4,78 = 52,9 \text{ кг/с}. \quad (5.2.4.11)$$

Относительный внутренний КПД ЦСД:

$$\eta_{\text{oi}}^{\text{цсд}} = 0,85. \quad (5.2.4.12)$$

Действительный теплоперепад ЦСД:

$$\Delta H_i^{\text{цсд}} = \Delta H_0^{\text{цсд}} \cdot \eta_{\text{oi}}^{\text{цсд}} = 489,33 \cdot 0,85 = 416,7 \text{ кДж/кг}. \quad (5.2.4.13)$$

Внутренняя мощность ЧСД:

$$N_i^{\text{цсд}} = D_{\text{цсд}} \cdot \Delta H_i^{\text{цсд}} = 52,9 \cdot 416,7 = 22044,89 \text{ кВт}. \quad (5.2.4.14)$$

Энтальпия пара на выходе из ЦСД:

$$h_{\text{к}}^{\text{цсд}} = h_{\text{к}}^{\text{ВД}} - \Delta H_i^{\text{цсд}} = 2890,21 - 411,8 = 2478,41 \text{ кДж/кг}. \quad (5.1.3.15)$$

Влажность в конце расширения в ЧСД:

$$x_{\text{цсд}} = f(h_{\text{к}}^{\text{цсд}}; P_{\text{т}}) = f(2478,41 \text{ кДж/кг}; 0,072 \text{ МПа}) = 0,9201. \quad (5.1.3.16)$$

Энтальпия пара ЧНД:

$$h_0^{\text{цнд}} = h_{\text{к}}^{\text{цсд}} = 2478,41 \text{ кДж/кг}. \quad (5.2.4.17)$$

Расход пара через ЧНД (вентиляционный):

$$D_{\text{цнд}} = D_{\text{вент}} = 5,03 \frac{\text{кг}}{\text{с}}. \quad (5.2.4.18)$$

Конечное давление:

$$P_k = 0,005 \text{ МПа.} \quad (5.2.4.19)$$

Внутренняя мощность ЦНД:

$$N_i^{\text{ЦНД}} = 0 \text{ кВт.} \quad (5.2.4.20)$$

Энтальпия пара на выходе из ЦНД:

$$h_k = h_0^{\text{ЦСД}} = 2478,41 \text{ кДж/кг.} \quad (5.2.4.21)$$

Степень сухости на выходе из ЦНД:

$$x_k = f(h_k, p_k) = f(2478,41 \text{ кДж/кг}, 0,005 \text{ МПа}) = 0,966. \quad (5.2.4.22)$$

т.е. влажность:

$$y_k = 1 - x_k = 1 - 0,96 = 0,04. \quad (5.2.4.23)$$

Внутренняя мощность паровой турбины:

$$\begin{aligned} N_i^{\text{ПТ}} &= N_i^{\text{ЦВД}} + N_i^{\text{ЦСД}} + N_i^{\text{ЦНД}} = 43002,57 + 22044,89 + 0 = \\ &= 65047,46 \text{ кВт.} \end{aligned} \quad (5.2.4.24)$$

Электрическая мощность паровой турбины:

$$N_{\text{э}}^{\text{ПТ1}} = N_i^{\text{ПТ}} \cdot \eta_{\text{мех}} \cdot \eta_{\text{эГ}} = 65047,46 \cdot 0,99 \cdot 0,98 = 63109,05 \text{ кВт.} \quad (5.2.4.25)$$

### 5.2.5 Расчет дополнительной паровой турбины (ДТ)

Давление пара перед ЦСД ДТ:

$$P_{0\text{ДТ}} = 0,93 \cdot P_{0\text{НД}} = 0,93 \cdot 0,6 = 0,558 \text{ МПа.} \quad (5.2.5.1)$$

Параметры пара на входе в ДТ:

$$t_{0\text{НД}} = f(h_0^{\text{НД}}; P_{0\text{ДТ}}) = f(2899,84 \text{ кДж/кг}; 0,558 \text{ МПа}) = 221,87 \text{ }^\circ\text{C}; \quad (5.2.5.2)$$

$$v_{0\text{НД}} = f(h_0^{\text{НД}}; P_{0\text{ДТ}}) = f(2899,84 \text{ кДж/кг}; 0,558 \text{ МПа}) = 0,399 \text{ м}^3/\text{кг}. \quad (5.2.5.3)$$

$$\begin{aligned} s_{0\text{НД}} &= f(h_0^{\text{НД}}; P_{0\text{ДТ}}) = f(2899,84 \text{ кДж/кг}; 0,558 \text{ МПа}) = \\ &= 7,103 \text{ кДж/кг} \cdot \text{К}. \end{aligned} \quad (5.2.5.4)$$

Энтальпия и удельный объем в отопительном отборе:

$$\begin{aligned} h_t^{\text{Т2}} &= f(s_{0\text{НД}}; P_{\text{Т1}}) = f(7,103 \text{ кДж/кг} \cdot \text{К}; 0,024 \text{ МПа}) = \\ &= 2368,23 \text{ кДж/кг}; \end{aligned} \quad (5.2.5.5)$$

$$v_{z_t}^{\text{Т2}} = f(s_{0\text{НД}}; P_{\text{Т1}}) = f(7,103 \text{ кДж/кг} \cdot \text{К}; 0,024 \text{ МПа}) = 5,668 \text{ м}^3/\text{кг}; \quad (5.2.5.6)$$

$$x_{z_t}^{\text{Т2}} = f(s_{0\text{НД}}; P_{\text{Т1}}) = f(7,103 \text{ кДж/кг} \cdot \text{К}; 0,024 \text{ МПа}) = 0,89. \quad (5.2.5.7)$$

Располагаемый теплоперепад в ЦСД ДТ:

$$\Delta H_0^{\text{ЦСД ДТ}} = h_0^{\text{НД}} - h_t^2 = 2899,84 - 2368,23 = 531,62 \text{ кДж/кг.} \quad (5.2.5.8)$$

Расход пара через ЦСД ДТ:

$$D_{\text{ДТ}} = D_0^{\text{НД}} = 26,12 \text{ кг/с.} \quad (5.2.5.9)$$

Относительный внутренний КПД ЦСД ДТ:

$$\eta_{oi}^{\text{ЦСД ДТ}} = 0,827. \quad (5.2.5.10)$$

Действительный теплоперепад ЦСД ДТ:

$$\Delta H_i^{\text{ЦСД ДТ}} = \Delta H_0^{\text{ЦСД ДТ}} \cdot \eta_{oi}^{\text{ЦСД ДТ}} = 531,62 \cdot 0,827 = 439,65 \text{ кДж/кг.} \quad (5.2.5.11)$$

Энтальпия пара в конце расширения ЦСД ДТ:

$$h_k^{\text{ЦСД ДТ}} = h_0^{\text{НД}} - \Delta H_i^{\text{ЦСД ДТ}} = 2899,84 - 439,65 = 2460,2 \text{ кДж/кг.} \quad (5.2.5.12)$$

Внутренняя мощность ЦСД ДТ:

$$N_i^{\text{ЦСД ДТ}} = D_{\text{ДТ}} \cdot \Delta H_i^{\text{ЦСД ДТ}} = 26,12 \cdot 439,65 = 11483,31 \text{ кВт.} \quad (5.2.5.13)$$

Энтальпия пара на входе в ЦНД ДТ:

$$h_0^{\text{ЦНД ДТ}} = h_k^{\text{ЦСД ДТ}} = 2460,2 \text{ кДж/кг.} \quad (5.2.5.14)$$

Расход пара через ЦНД ДТ (вентиляционный):

$$D_{\text{ЦНД ДТ}} = D_{\text{вент2}} = 1,3 \text{ кг/с.} \quad (5.2.5.15)$$

Конечное давление:

$$P_k = 0,005 \text{ МПа.} \quad (5.2.5.16)$$

Внутренняя мощность ЦНД ДТ:

$$N_i^{\text{ЦНД ДТ}} = 0 \text{ кВт.} \quad (5.2.5.17)$$

Внутренняя мощность ДТ:

$$N_i^{\text{ДТ}} = N_i^{\text{ЦСД ДТ}} + N_i^{\text{ЦНД ДТ}} = 11483,31 + 0 = 11483,31 \text{ кВт.} \quad (5.2.5.18)$$

Электрическая мощность ДТ:

$$N_9^{\text{ДТ}} = N_i^{\text{ДТ}} \cdot \eta_{\text{мех}} \cdot \eta_{\text{эГ}} = 11483,31 \cdot 0,99 \cdot 0,98 = 11141,11 \text{ кВт.} \quad (5.2.5.19)$$

Электрическая мощность двух паровых турбин:

$$N_9^{\text{ПТ1,ПТ2}} = N_9^{\text{ПТ1}} + N_9^{\text{ПТ2}} = 63109,05 + 11141,11 = 74250,16 \text{ кВт.} \quad (5.2.5.20)$$

На рисунке 19 показана диаграмма процесса расширения пара в турбине ПТ-60-130 и в дополнительной турбине.

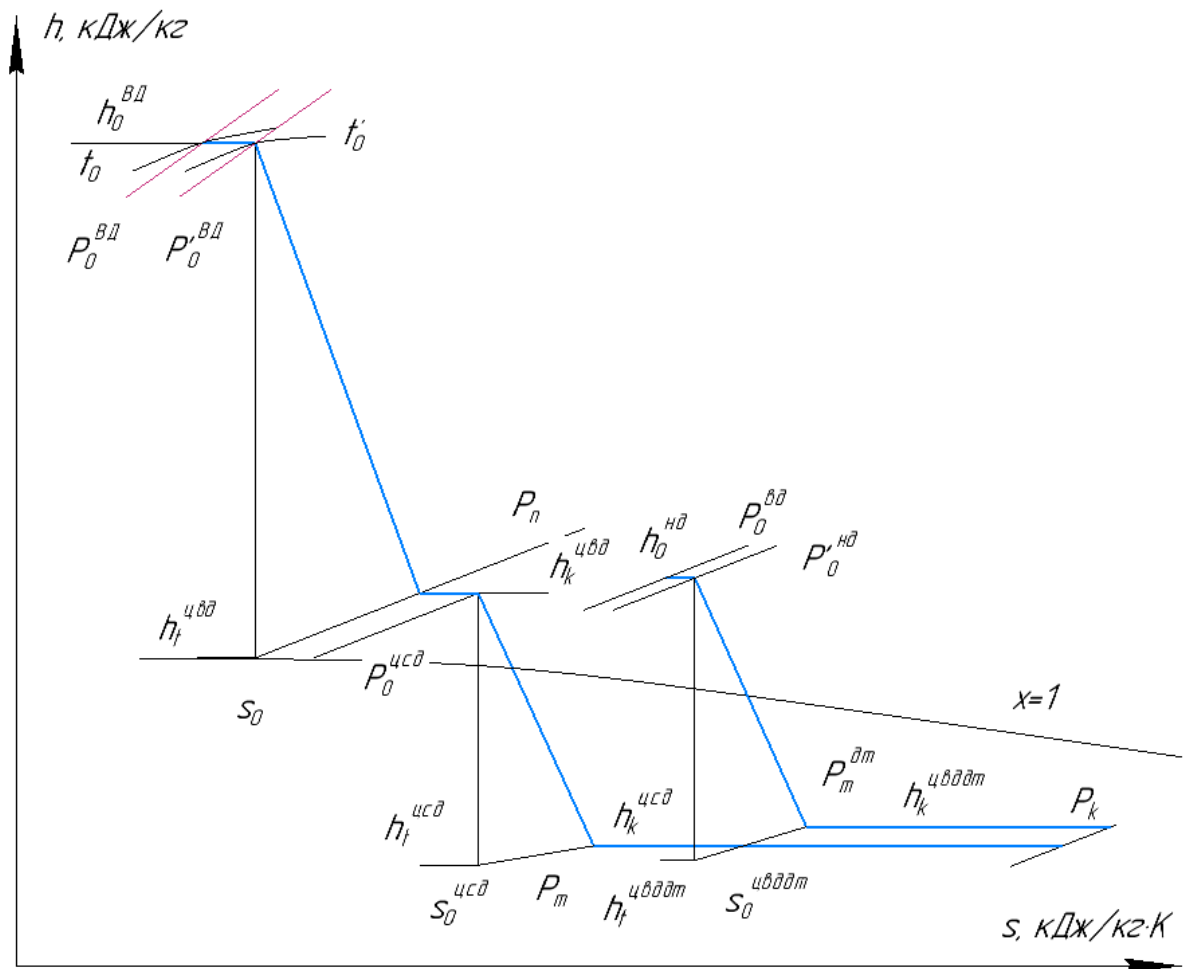


Рисунок 19 – h,s-диаграмма процесса расширения в турбинах двухконтурной ПГУ-ТЭЦ с дополнительной турбиной

### 5.2.6 Показатели тепловой экономичности ПГУ-ТЭЦ с дополнительной турбиной

Теплота на производство:

$$Q_{пр} = D_{п} \cdot (h_{к}^{БД} - h_{п}^{к}) = 31,94 \cdot (2890,21 - 293,3) = 82,96 \text{ МВт.} \quad (5.2.6.1)$$

Теплота на отопление:

$$Q_{от} = G_{св} \cdot (t_{пс} - t_{ос}) \cdot C_{рв} = 989 \cdot (84 - 44) \cdot 4,2 = 166,3 \text{ МВт.} \quad (5.2.6.2)$$

Электрическая мощность ПГУ:

$$N_{э}^{пгу} = N_{э}^{гту} + N_{э}^{пгу} = 275 + 74,25 = 349,25 \text{ МВт.} \quad (5.2.6.3)$$

КПД ГТУ брутто [14]:

$$\eta_{гту}^{бр} = 0,396. \quad (5.2.6.4)$$

Натуральный расход топлива:



$$B = \frac{N_{\text{э}}^{\text{ГТУ}}}{Q_{\text{п}}^{\text{н}} \cdot \eta_{\text{ГТУ}}^{\text{бр}}} = \frac{275}{33,62 \cdot 0,396} = 15,66 \frac{\text{кг}}{\text{с}}. \quad (5.2.6.5)$$

Расход топлива на производство тепловой энергии:

$$B_{\text{т}} = \frac{Q_{\text{пр}} + Q_{\text{от}}}{\eta_{\text{тр}} \cdot Q_{\text{п}}^{\text{н}}} = \frac{82,96 + 166,3}{0,95 \cdot 44,3} = 5,92 \frac{\text{кг}}{\text{с}}. \quad (5.2.6.6)$$

Расход топлива на производство электроэнергии:

$$B_{\text{э}} = B - B_{\text{т}} = 15,66 - 5,92 = 9,74 \text{ кг/с}. \quad (5.2.6.7)$$

Условный расход топлива:

$$b_{\text{у}} = \frac{B \cdot Q_{\text{п}}^{\text{н}}}{Q_{\text{ут}}} = \frac{15,66 \cdot 44,3}{29,33} = 23,66 \frac{\text{кг у. т.}}{\text{с}}. \quad (5.2.6.8)$$

КПД производства электроэнергии:

$$\eta_{\text{пгу}}^{\text{э}} = \frac{N_{\text{пгу}}^{\text{э}}}{B_{\text{э}} \cdot Q_{\text{п}}^{\text{н}}} = \frac{349,25}{9,74 \cdot 44,3} = 0,809. \quad (5.2.6.9)$$

КПД производства тепловой энергии:

$$\eta_{\text{пгу}}^{\text{т}} = \frac{Q_{\text{пр}} + Q_{\text{от}}}{B_{\text{т}} \cdot Q_{\text{п}}^{\text{н}}} = \frac{82,96 + 166,3}{5,92 \cdot 44,3} = 0,95. \quad (5.2.6.10)$$

Расход условного топлива на единицу генерируемой электроэнергии:

$$b_{\text{э}} = \frac{123}{\eta_{\text{пгу}}^{\text{э}}} = \frac{123}{0,809} = 152,01 \frac{\text{г у. т.}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}. \quad (5.2.6.11)$$

Расход условного топлива на единицу тепловой энергии:

$$b_{\text{т}} = \frac{34,121}{\eta_{\text{пгу}}^{\text{т}}} = \frac{34,121}{0,95} = 35,92 \frac{\text{г у. т.}}{\text{ГДж}}. \quad (5.2.6.12)$$

Коэффициент использования теплоты топлива:

$$\eta_{\text{пгу}}^{\text{ит}} = \frac{N_{\text{пгу}}^{\text{э}} + Q_{\text{пр}} + Q_{\text{от}}}{B \cdot Q_{\text{п}}^{\text{н}}} = \frac{349,25 + 82,96 + 166,3}{15,66 \cdot 44,3} = 0,862. \quad (5.2.6.13)$$

Удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении

$$\text{Э}_{\text{пгу}}^{\text{т}} = \frac{N_{\text{э}}}{Q_{\text{т}} \cdot 0,86} = \frac{74,25}{249,26 \cdot 0,86} = 0,346 \frac{\text{МВт} \cdot \text{ч}}{\text{Гкал}}. \quad (5.2.6.14)$$

В подразделе работы произведен выбор и обоснование давления второго контура КУ в составе ПГУ-ТЭЦ с дополнительной турбиной. Давление контура низкого давления принято равным 0,6 МПа.

В результате теплового расчета КУ определены исходные данные для конструкторского расчета КУ.

Проведен расчет тепловой схемы ПГУ-ТЭЦ в составе ПГУ-ТЭЦ с дополнительной турбиной, в результате которого получены технико-экономические показатели работы ПТУ и СП.

При переходе схемы ПГУ-ТЭЦ с модернизацией ТП-60-130 к схеме с дополнительной турбиной прирост электрической мощности ПСУ  $N_{\text{псу}}$  составляет 8% (с 68,8 до 74,25 МВт), электрической мощности ПГУ  $N_{\text{пгу}}$  – 2% (с 343,69 до 349,25 МВт), тепловой нагрузки  $Q_{\text{т}}$  – 17% (со 141,97 до 166,3 МВт), выработки пара в контуре НД– 69,5% (с 15,41 до 26,12 кг/с), суммарного расхода пара через КУ – 10% (со 105,04 до 115,75 кг/с). Давление в контуре НД снизился с 1,3 до 0,6 МПа.

Вариант схемы ПГУ-ТЭЦ с дополнительной турбиной обеспечивает двухступенчатый подогрев сетевой воды паром из двух отборов. Прирост коэффициента использования теплоты топлива  $K_{\text{пгу}}^{\text{ит}}$  составляет 5% (с 81,93 до 86,2%). КПД ПГУ по выработке электроэнергии возрастает на 10% (с 73,26 до 80,9%). Расход условного топлива на единицу генерируемой электроэнергии сократился на 9% (со 167,89 до 152,01 г у.т./кВт·ч).

## 6 Расчет показателей работы схемы ПГУ-ТЭЦ при изменении температуры наружного воздуха

Среди всех режимных и эксплуатационных факторов наиболее сильно влияет на показатели ГТУ температура наружного воздуха, что связано с затратами мощности на сжатие воздуха в компрессоре при изменении его плотности.

### 6.1 Моделирование расчета схемы ПГУ-ТЭЦ при изменении температуры наружного воздуха

В рамках данного раздела проводится поверочный расчет котла-утилизатора в составе ПГУ-ТЭЦ.

Поверочный расчет ПГУ-ТЭЦ проводится для определения основных технико-экономических и годовых показателей работы ПГУ-ТЭЦ.

Упрощенный алгоритм расчета ПГУ-ТЭЦ приведен на рисунке 20.

Таблица 11 – Идентификатор обозначений упрощенного алгоритма расчета ПГУ-ТЭЦ

$t_{\text{нв}}, ^\circ\text{C}$	Температура наружного воздуха
$P_0^I, \text{МПа}$	Давление пара в первом контуре
$P_0^{II}, \text{МПа}$	Давление пара во втором контуре
$D_0^I, \text{кг/с}$	Расход пара в контуре ВД
$D_0^{II}, \text{кг/с}$	Расход пара в контуре НД
$N_{\text{ГТУ}}^{\text{НОМ}}, \text{МВт}$	Номинальная электрическая мощность ГТУ
$t_{\text{нв}}^p, ^\circ\text{C}$	Проектная температура наружного воздуха
$\theta_{\text{Г}}, ^\circ\text{C}$	Температура газов на входе в КУ
$G_{\text{Г}}, \text{кг/с}$	Расход газов в КУ
$V_{\text{КС}}, \text{кг/с}$	Расход газа в КС
$F_i, \text{м}^2$	Площадь $i$ -ой поверхности
$T_0^I, ^\circ\text{C}$	Температура пара на выходе из контура ВД
$T_0^{II}, ^\circ\text{C}$	Температура пара на выходе из контура НД

Продолжение таблицы 11

$\Delta t_0^I, \text{ }^\circ\text{C}$	Температурный напор на входе в ППВД
$\Delta t_0^{II}, \text{ }^\circ\text{C}$	Температурный напор на входе в ППНД
$\Delta t_{\text{И}}^I$	Температурный напор на выходе из ИВД
$\Delta t_{\text{И}}^{II}$	Температурный напор на выходе из ИНД
$t_{\text{пс}}, \text{ }^\circ\text{C}$	Температура прямой сети
$t_{\text{ос}}, \text{ }^\circ\text{C}$	Температура обратной сети
$Q_{\text{от}}, \text{ МВт}$	Отопительная нагрузка

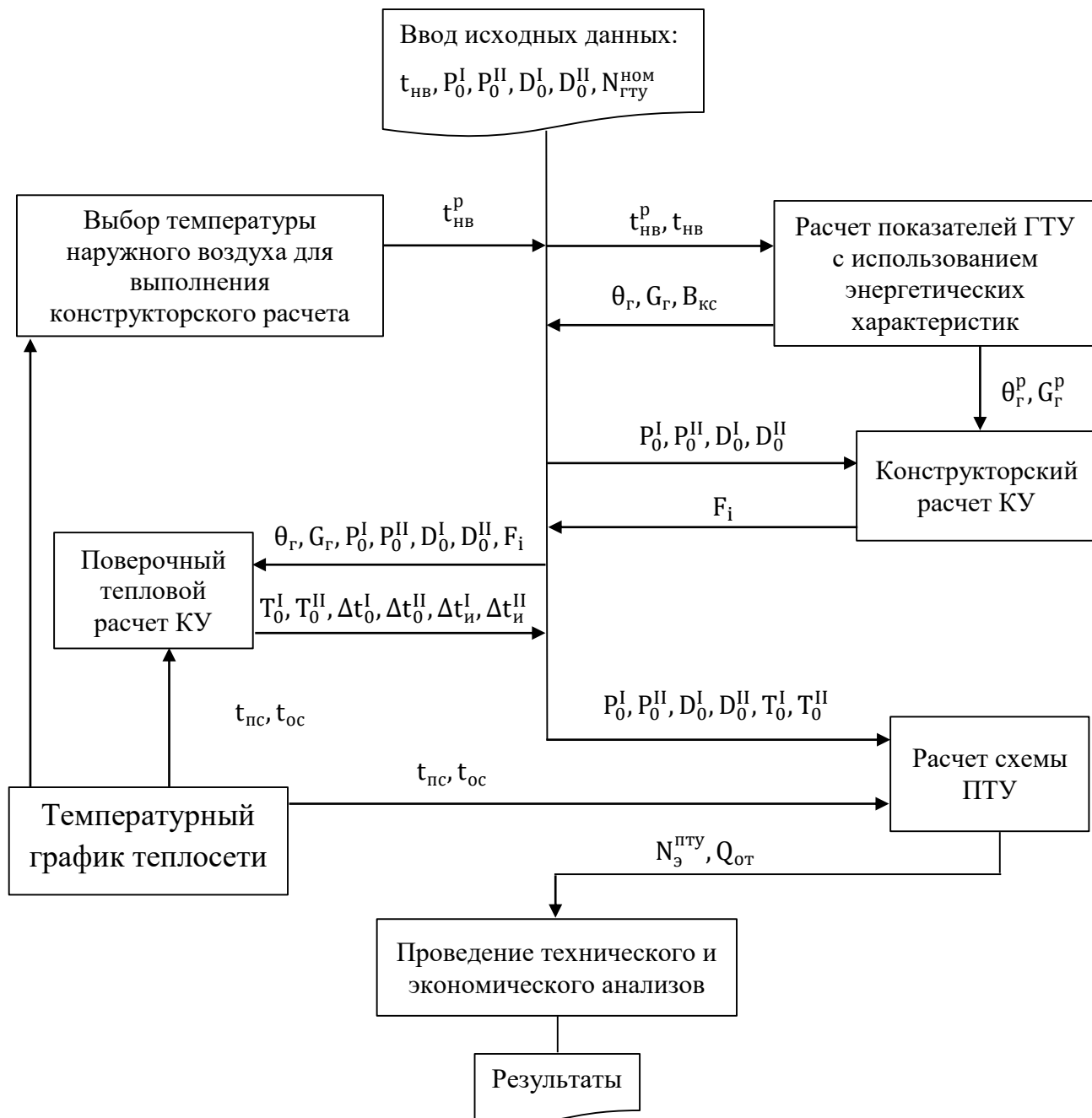


Рисунок 20 – Упрощенный алгоритм расчета ПГУ-ТЭЦ

Поверочный расчет контура ВД котла-утилизатора в составе ПГУ-ТЭЦ с модернизацией турбины ПТ-60-160 и с дополнительной турбиной аналогичен. Поэтому сначала будет приведен общий алгоритм поверочного расчета контура ВД котла-утилизатора для двух вариантов работы ПГУ в составе ПГУ-ТЭЦ.

## 6.2 Общий алгоритм поверочного расчета контура ВД КУ

Таблица 12 – Идентификатор обозначений алгоритма поверочного расчета КУ

$t_{\text{нв}}, ^\circ\text{C}$	Температура наружного воздуха
$P_0^I, \text{МПа}$	Давление пара в первом контуре
$P_0^{II}, \text{МПа}$	Давление пара во втором контуре
$D_0^I, \text{кг/с}$	Расход пара в контуре ВД
$D_0^{II}, \text{кг/с}$	Расход пара в контуре НД
$N_{\text{ГТУ}}^{\text{ном}}, \text{МВт}$	Номинальная электрическая мощность ГТУ
$P_d, \text{МПа}$	Давление в деаэраторе
$P_k, \text{МПа}$	Давление в конденсаторе
$\theta_r, ^\circ\text{C}$	Температура газов на входе в КУ
$G_r, \text{кг/с}$	Расход газов в КУ
$V_{\text{КС}}, \text{кг/с}$	Расход газа в КС
$F_i, \text{м}^2$	Площадь $i$ -ой поверхности
$\delta h, \%$	Невязка по энтальпии
$\delta Q, \%$	Невязка по тепловому мощности
$h'_{\text{И}}, \text{кДж/кг}$	Энтальпия насыщенной воды
$h''_{\text{И}}, \text{кДж/кг}$	Энтальпия насыщенного пара
$t_s, ^\circ\text{C}$	Температура насыщения
$t_0^{\text{ВД}}, ^\circ\text{C}$	Температура пара на выходе из контура ВД
$h_0, \text{кДж/кг}$	Энтальпия пара на выходе из КУ
$Q_1^i, \text{МВт}$	Тепловая мощность по пару $i$ -ой поверхности
$\theta_i'', ^\circ\text{C}$	Температура газов на выходе из $i$ -ой поверхности
$\theta_i', ^\circ\text{C}$	Температура газов на входе в $i$ -ую поверхность
$k_i, \text{кВт/м}^2 \cdot \text{К}$	Коэффициент теплопередачи $i$ -ой поверхности
$Q_3^i, \text{МВт}$	Тепловая мощность по газу $i$ -ой поверхности

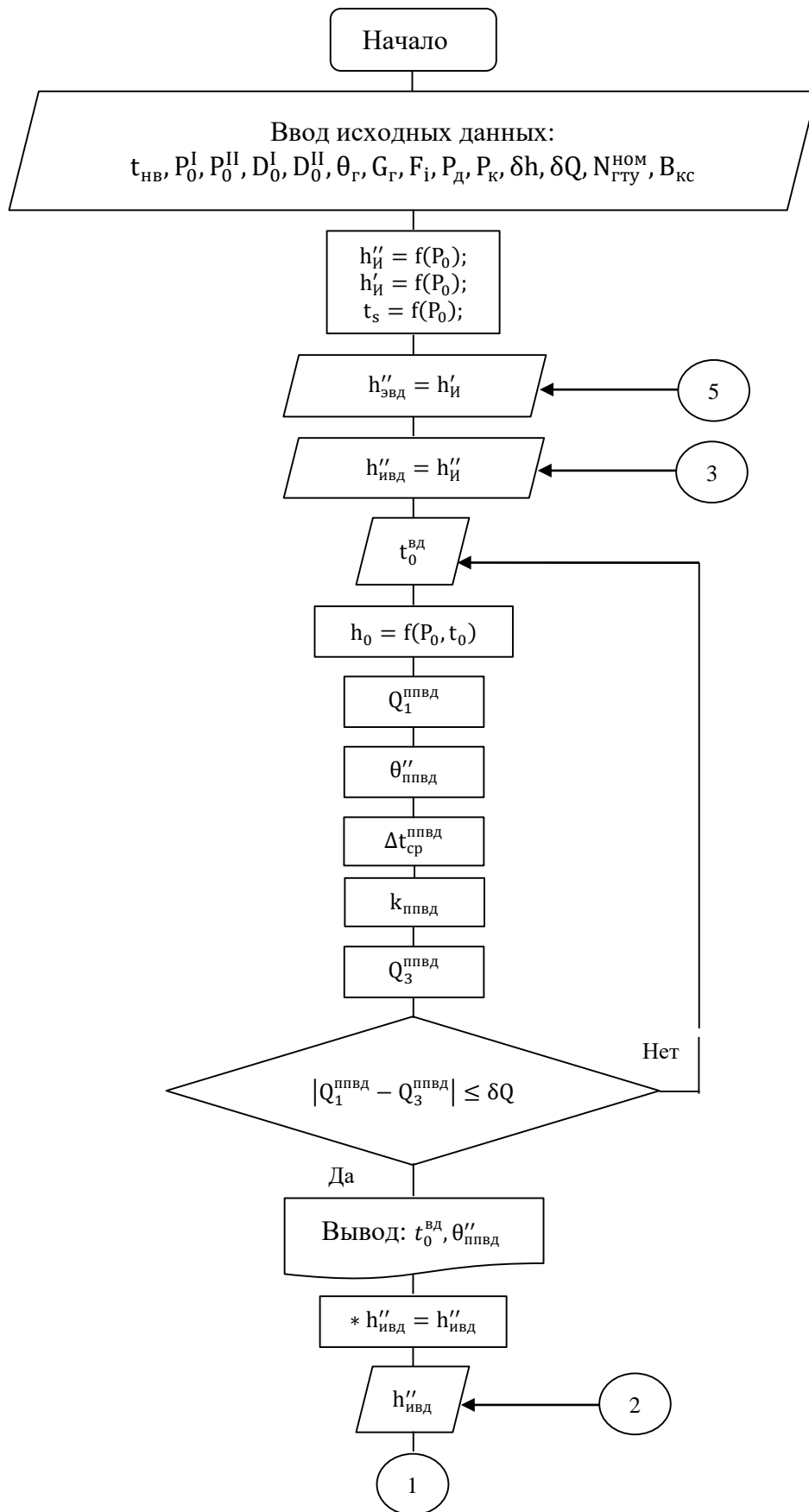


Рисунок 21 – Фрагмент блок-схемы алгоритма

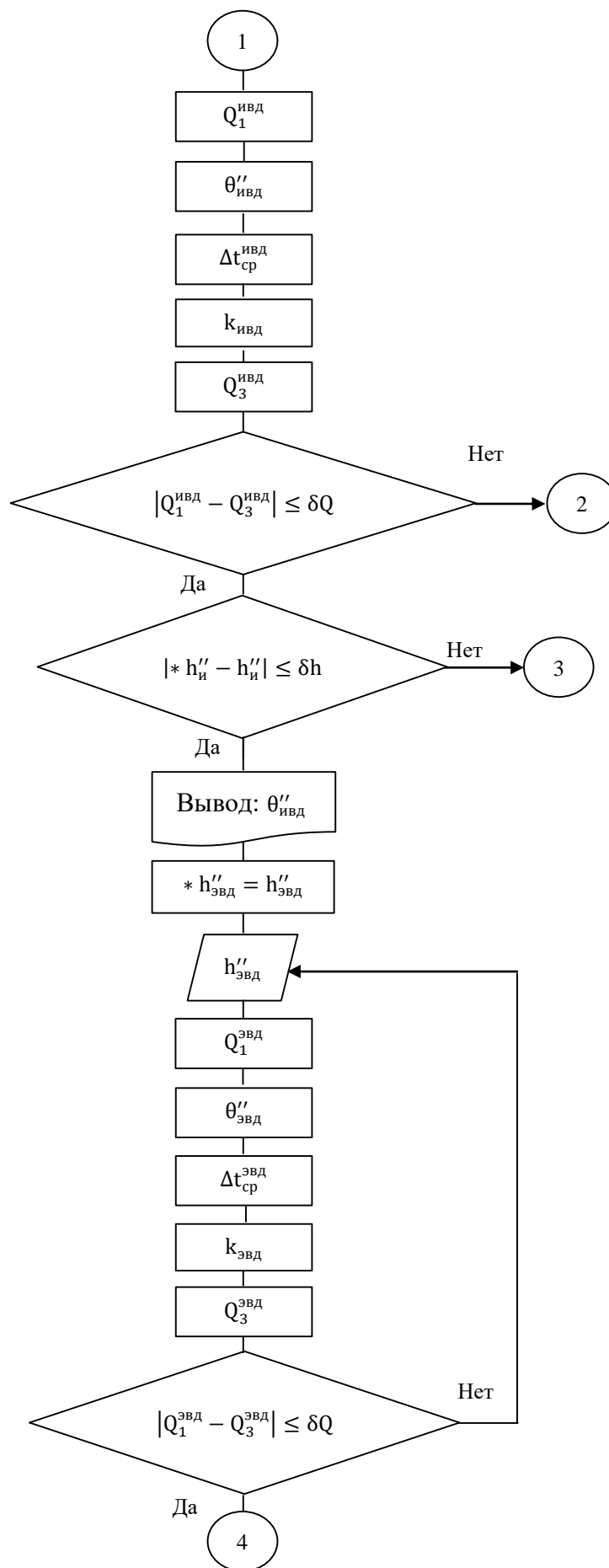


Рисунок 22 – Фрагмент блок-схемы алгоритма



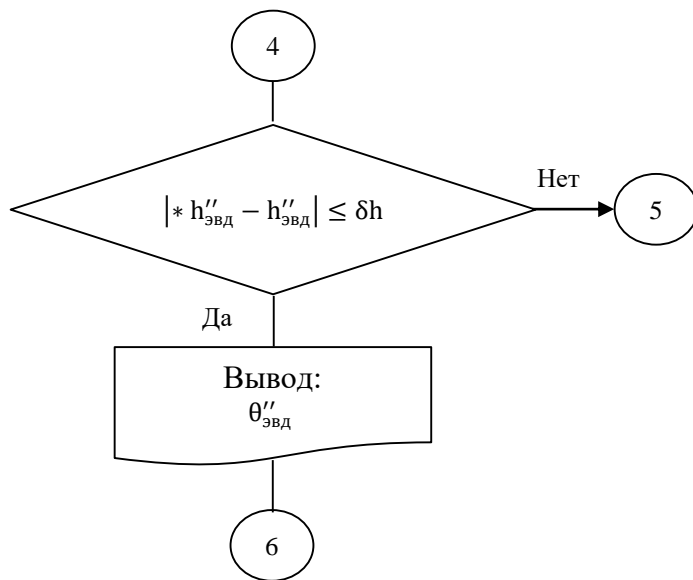


Рисунок 23 – Фрагмент блок-схемы алгоритма

**6.3 Алгоритм поверочного расчета контура НД КУ в составе ПГУ-ТЭЦ с модернизацией ПТ-60-130**

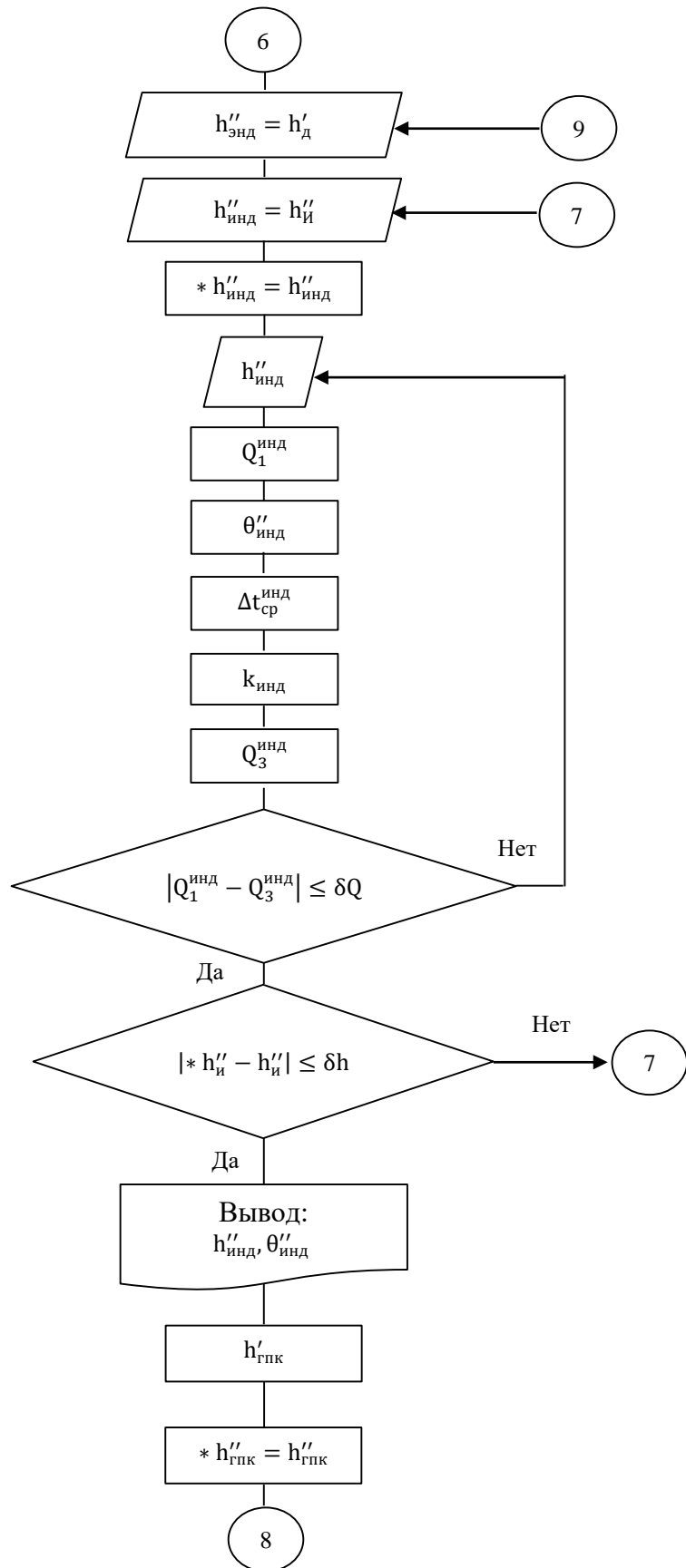


Рисунок 24 – Фрагмент блок-схемы алгоритма

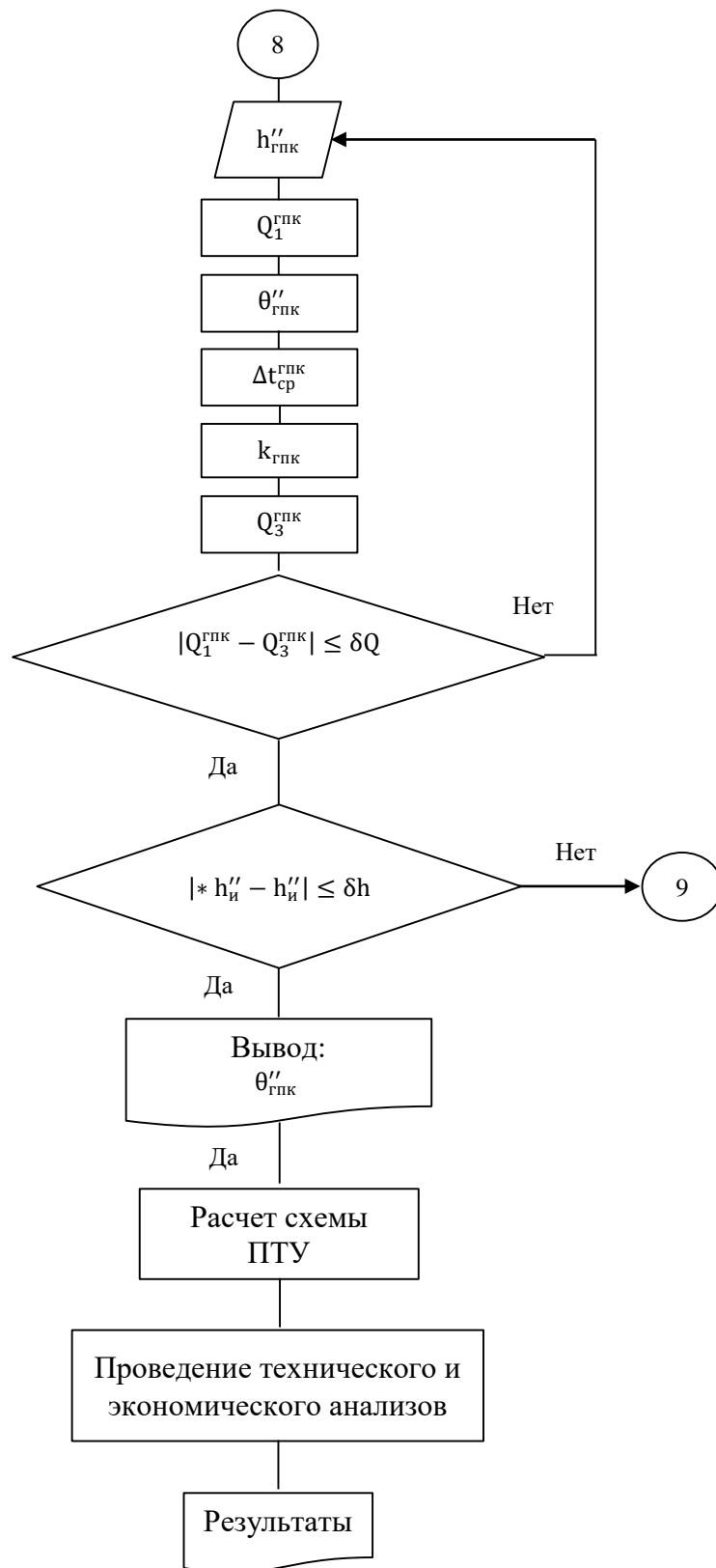


Рисунок 25 – Фрагмент блок схемы алгоритма

**6.4 Алгоритм поверочного расчета контура НД КУ в составе ПГУ-ТЭЦ с дополнительной турбиной**

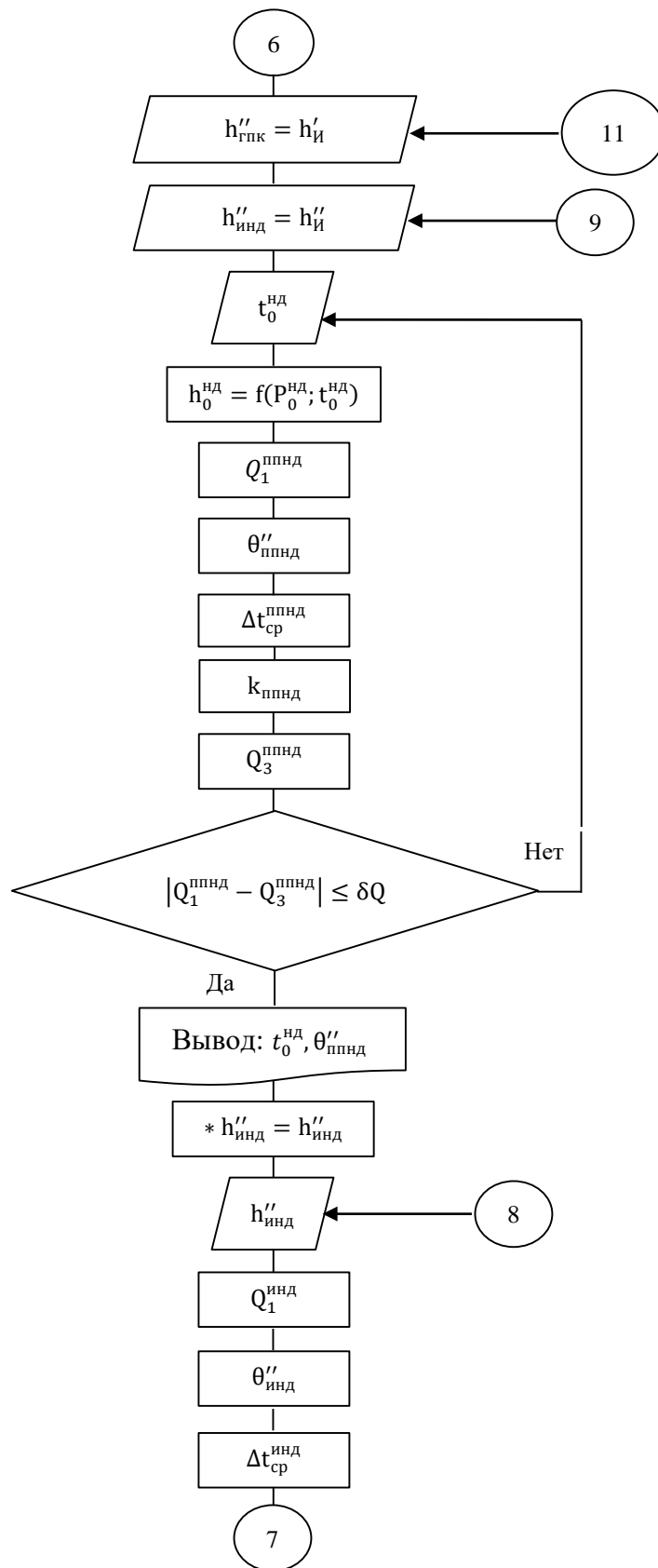


Рисунок 26 – Фрагмент блок-схемы алгоритма

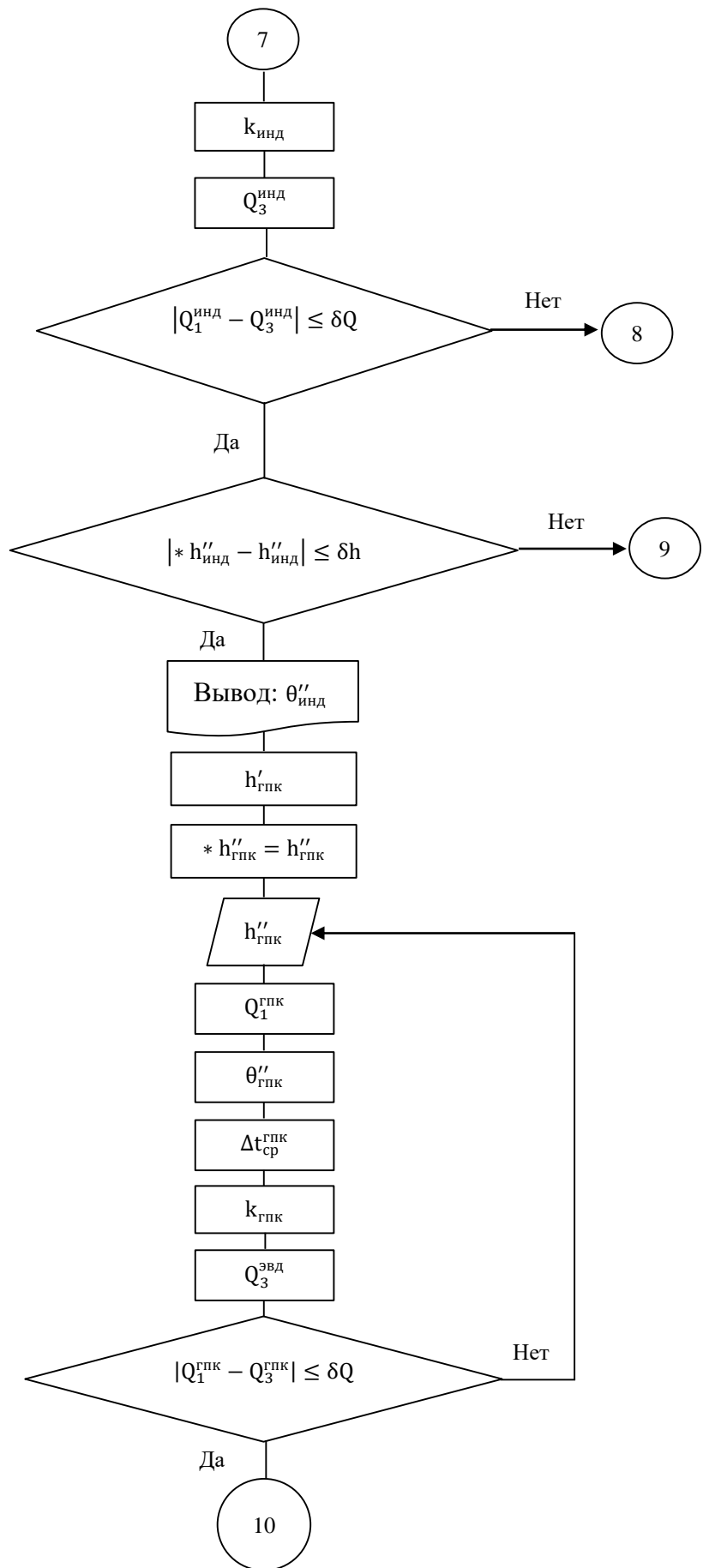


Рисунок 27 – Фрагмент блок-схемы алгоритма

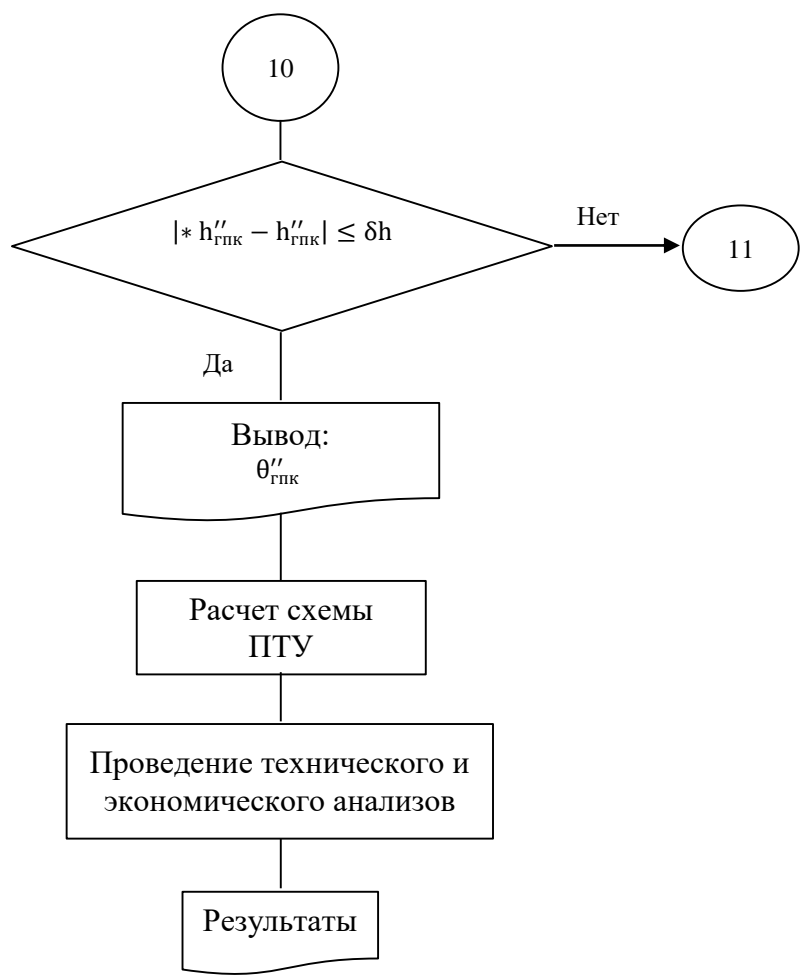


Рисунок 28 – Фрагмент блок-схемы алгоритма

## 6.5 Сравнение годовых энергетических показателей

Используя полученные характеристики ГТУ от температуры наружного воздуха и модель расчета параметров и показателей двухконтурной ПГУ на языке программирования Delphi, определены параметры и изменение экономичности схемы ПГУ-ТЭЦ при различной температуре наружного воздуха.

Программа поверочного расчета ПГУ-ТЭЦ с модернизацией турбины приведена в приложении Б.

Программа поверочного расчета ПГУ-ТЭЦ с дополнительной турбиной приведена в приложении В.

Результаты поверочного расчета тепловой схемы ПГУ-ТЭЦ с модернизацией турбины для заданного диапазона температур наружного воздуха представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Результаты поверочного расчета тепловой схемы ПГУ-ТЭЦ с модернизацией турбины

Параметр	Температура наружного воздуха $t_{\text{нв}}$ , °С				
	+15	0	-11	-25	-40
Температура газов за ГТУ $\theta_a$ , °С	578	556	542	526	512
Расход газов за ГТУ $G_r$ , кг/с	665	708	725	734	738
Параметры пара высокого давления:					
• температура ВД $t_0^{\text{ВД}}$ , °С	563,6	545,6	510,86	468,87	431,02
• Давление ВД $P_0^{\text{ВД}}$ , МПа	13	13	13	13	13
• Расход пара ВД $D_0^{\text{ВД}}$ , кг/с	89,63	89,63	89,63	89,63	89,63
Параметры пара низкого давления:					
• температура НД $t_0^{\text{НД}}$ , °С	193,87	193,87	194,81	214,69	222,84
• Давление НД $P_0^{\text{НД}}$ , МПа	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
• Расход пара НД $D_0^{\text{НД}}$ , кг/с	15,41	15,41	15,41	15,41	15,41
Электрическая мощность ГТУ $N_{\text{гту}}$ , МВт	275	275	275	275	275
Электрическая мощность ПТУ $N_{\text{пту}}$ , МВт	85,21	78,93	68,69	60,39	52,79
Электрическая мощность ПГУ $N_{\text{пгу}}$ , МВт	360,21	353,93	343,69	335,44	327,83
Расход топлива на тепловой потребитель $B_r$ , кг/с	1,93	4,04	5,38	4,82	4,5
Расход топлива на электроэнергию $B_э$ , кг/с	13,73	11,62	10,28	10,84	11,16

Продолжение таблицы 13

КПД производства электроэнергии $\eta_{пгу}^э$	0,5931	0,6875	0,7326	0,6984	0,6626
КПД производства тепловой энергии $\eta_{пгу}^т$	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95
Расход условного топлива на единицу генерируемой электроэнергии $b_э$ , г у. т./кВт · ч	207,72	178,9	167,89	176,12	185,63
Расход условного топлива на единицу тепловой энергии $b_т$ , г у. т./ГДж	35,92	35,92	35,92	35,92	35,92
Коэффициент использования теплоты топлива $K_{пгу}^{ит}$	0,6425	0,7682	0,8193	0,7912	0,7595
Удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении $\mathcal{E}_{пгу}^т$ , МВт · ч/Гкал	0,2199	0,3714	0,3552	0,3289	0,3083
Температура прямой сети $t_{пс}$ , °С	-	70	84	97	110
Температура обратной сети $t_{ос}$ , °С	-	39	44	57	70
Давление в теплофикационном отборе $P_т$ , МПа	-	0,041	0,072	0,116	0,181
Тепловая мощность отопительного отбора $Q_{от}$ , МВт	-	94,66	141,99	133,31	121,49
Тепловая мощность на производство $Q_{пр}$ , МВт	85,68	84,55	82,89	80,37	77,76
Тепловая мощность ПТУ $Q_т$ , МВт	85,68	179,22	224,88	213,68	199,25
Расход сетевой воды $G_{св}$ , кг/с	-	728,48	844,36	789,91	716,64
Расход пара в отопительный отбор $D_т$ , кг/с	-	41,2	62,76	59,82	55,38
Расход пара в производственный отбор $D_п$ , кг/с	31,94	31,94	31,94	31,94	31,94
Расход пара в конденсатор $D_к$ , кг/с	66,11	25,81			
Вентиляционный расход в ЦНД $D_{вент}$ , кг/с		-	5,03	8,1	12,59

Результаты расчетов схемы ПГУ-ТЭЦ с дополнительной турбиной в заданном диапазоне температур наружного воздуха представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Результаты поверочного расчета тепловой схемы ПГУ-ТЭЦ с дополнительной турбиной

Параметр	Температура наружного воздуха $t_{нв}$ , °С				
	+15	0	-11	-25	-40
Температура газов за ГТУ $\theta_d$ , °С	578	556	542	526	512
Расход газов за ГТУ $G_г$ , кг/с	665	708	725	734	738
Параметры пара высокого давления:					
• температура ВД $t_0^{ВД}$ , °С	541,31	523,37	510,9	495,94	482,43



Продолжение таблицы 14

• Давление ВД $P_0^{ВД}$ , МПа	13	13	13	13	13
• Расход пара ВД $D_0^{ВД}$ , кг/с	89,63	89,63	89,63	89,63	89,63
Параметры пара низкого давления:					
• температура НД $t_0^{НД}$ , °С	217,41	220,34	222,49	222,9	222,86
• Давление НД $P_0^{НД}$ , МПа	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
• Расход пара НД $D_0^{НД}$ , кг/с	26,12	26,12	26,12	26,12	26,12
Электрическая мощность ГТУ $N_{ГТУ}$ , МВт	275	275	275	275	275
Электрическая мощность ПТ-60-130 $N_{ПТ-60}$ , МВт	80,38	76,05	62,99	55,43	48,65
Электрическая мощность ДТ $N_{ДТ}$ , МВт	15,37	11,14	10,97	9,56	7,88
Электрическая мощность ПТУ $N_{ПТУ}$ , МВт	95,754	87,19	73,96	64,991	56,534
Электрическая мощность ПГУ $N_{ПГУ}$ , МВт	370,75	365	349,12	340	331,54
Расход топлива на тепловой потребитель $B_T$ , кг/с	1,93	4,25	5,92	5,58	5,13
Расход топлива на электроэнергию $B_э$ , кг/с	13,73	11,42	9,74	10,08	10,53
КПД производства электроэнергии $\eta_{ПГУ}^э$	0,6095	0,7217	0,809	0,7611	0,7105
КПД производства тепловой энергии $\eta_{ПГУ}^Т$	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95
Расход условного топлива на единицу генерируемой электроэнергии $b_э$ , г у. т./кВт · ч	202,82	170,44	152,03	161,61	173,11
Расход условного топлива на единицу тепловой энергии $b_T$ , г у. т./ГДж	35,92	35,92	35,92	35,92	35,92
Коэффициент использования теплоты топлива $K_{ПГУ}^{ит}$	0,6577	0,7971	0,8624	0,8284	0,789
Удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении $\mathcal{E}_{ПГУ}^Т$ , МВт · ч/Гкал	0,22	0,3612	0,3456	0,3217	0,3043
Температура прямой сети $t_{пс}$ , °С	-	70	84	97	110
Температура обратной сети $t_{ос}$ , °С	-	39	44	57	70
Температура за СП-2 $t_{пс-2}$ , °С		56	58	71	85
Давление в верхнем теплофикационном отборе $P_{Т1}$ , МПа	-	0,041	0,072	0,116	0,181
Давление в нижнем теплофикационном отборе $P_{Т2}$ , МПа		0,023	0,024	0,043	0,074
Тепловая мощность СП-1 $Q_{сп-1}$ , МВт		45,21	108,29	99,44	87,62
Тепловая мощность СП-2 $Q_{сп-2}$ , МВт		58,21	57,92	54,6	50,11
Тепловая мощность на отопление $Q_{от}$ , МВт		103,72	166,62	154,55	138,27
Тепловая мощность на производство $Q_{пр}$ , МВт	85,68	84,56	82,89	80,36	77,75

Продолжение таблицы 14

Тепловая мощность ПТУ $Q_T$ , МВт	85,67	188,2	249,52	234,92	216,03
Расход сетевой воды $G_{CB}$ , кг/с	-	796	989	915	816
Расход пара в верхний отопительный отбор $D_{T1}$ , кг/с	-	18,02	47,87	44,62	39,94
Расход пара в нижний отопительный отбор $D_{T2}$ , кг/с	-	24,97	24,89	23,8	22,16
Расход пара в производственный отбор $D_P$ , кг/с	31,94	31,94	31,94	31,94	31,94
Вентиляционный расход в ЦНД ТП-60-130 $D_{вент1}$ , кг/с	-	-	5,03	8,1	12,59
Вентиляционный расход в ЦНД ДТ $D_{вент2}$ , кг/с	-	1,14	1,3	2,32	3,96
Расход пара в конденсатор из ПТ-60-130 $D_{к1}$ , кг/с	53,08	53			
Расход пара в конденсатор из ДТ $D_{к2}$ , кг/с	26,12				

По приведенным результатам представлен сравнительный анализ технико-экономических и годовых показателей. Сравнение ряда основных характеристик показаны на рисунках 29 – 39.

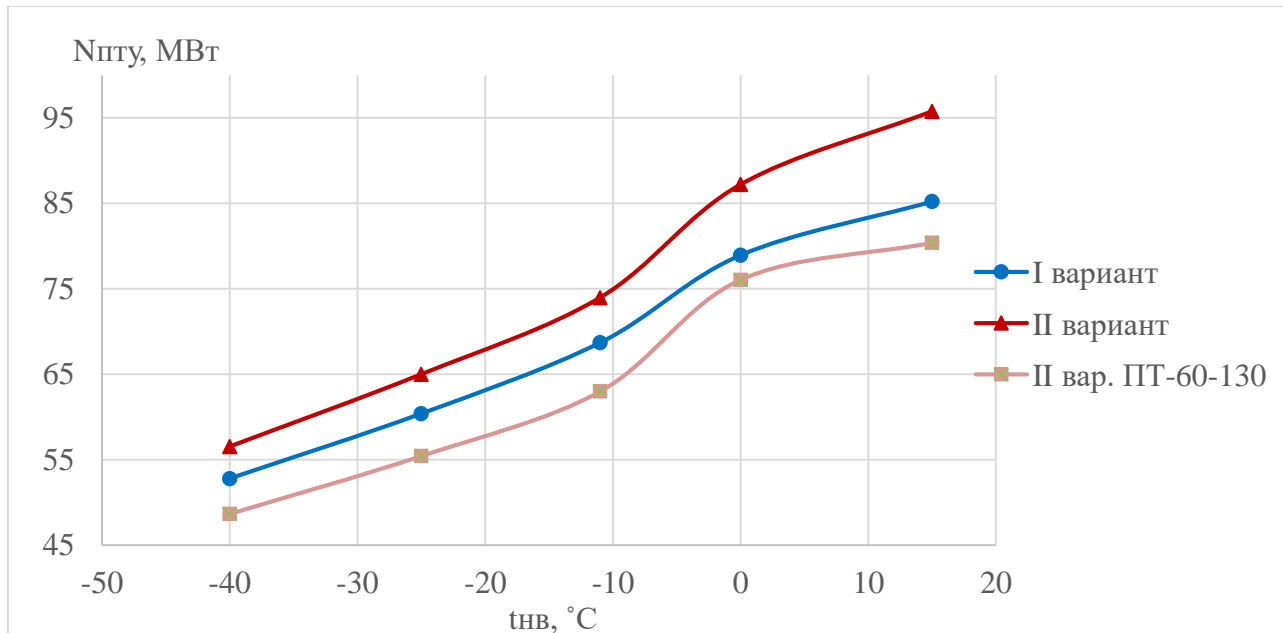


Рисунок 29 – График зависимости электрической мощности ПТУ от температуры наружного воздуха

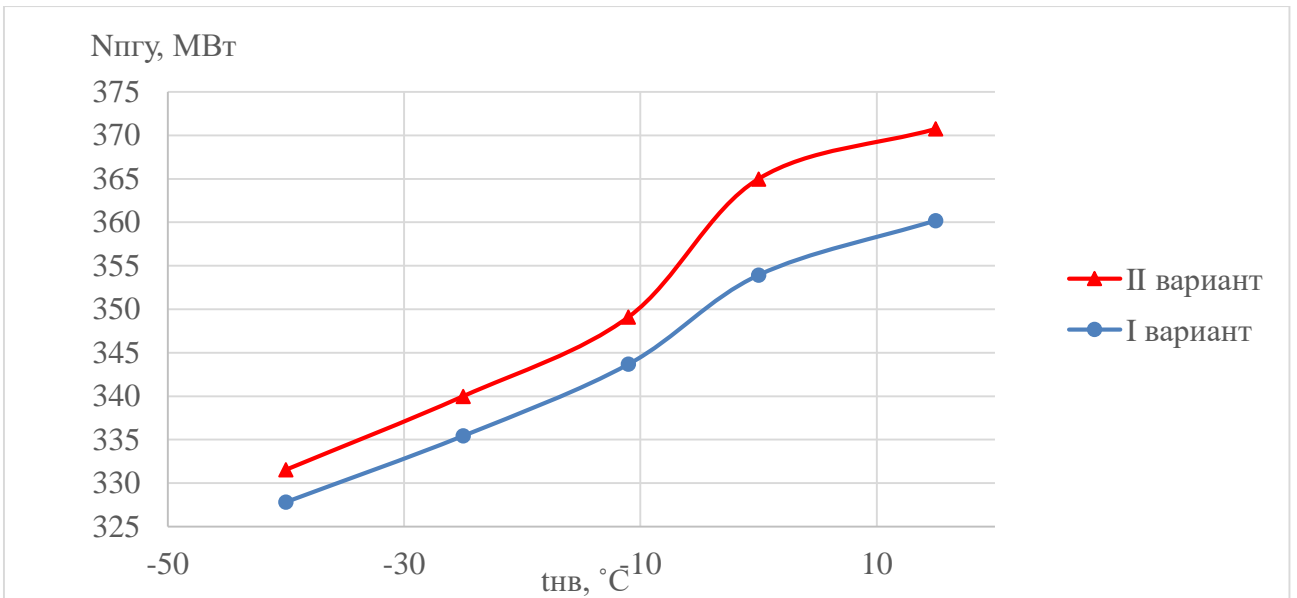


Рисунок 30 – График зависимости электрической мощности ПГУ-ТЭЦ от температуры наружного воздуха

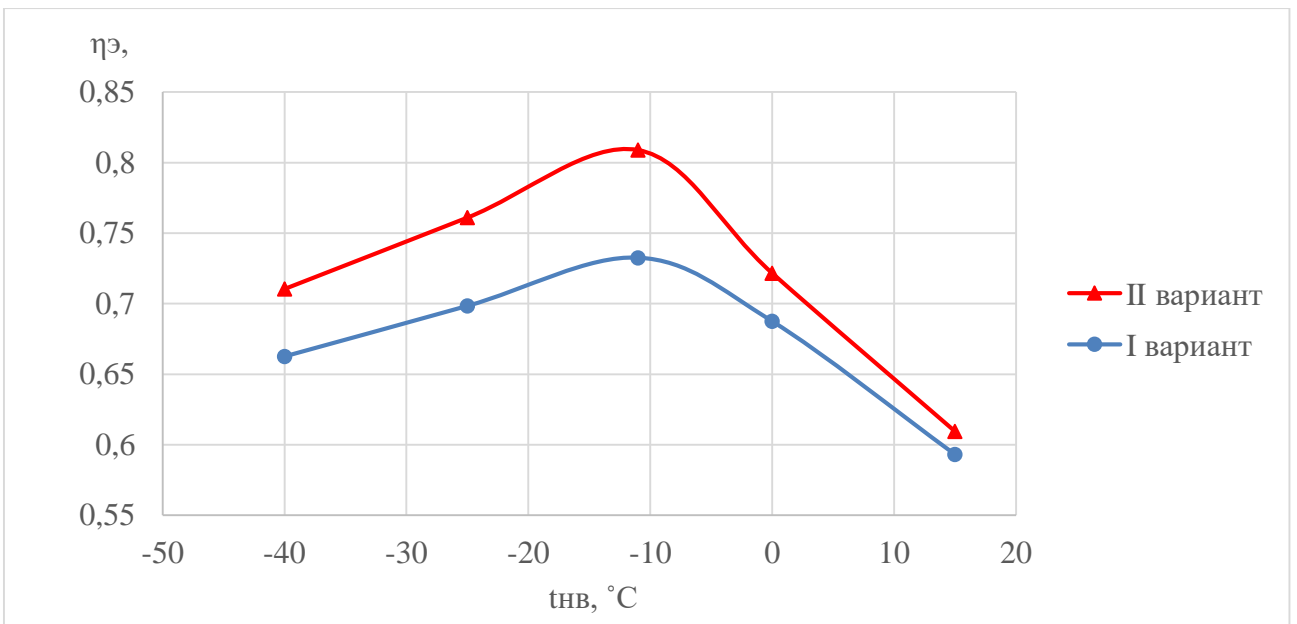


Рисунок 31 – График зависимости КПД производства электроэнергии от температуры наружного воздуха

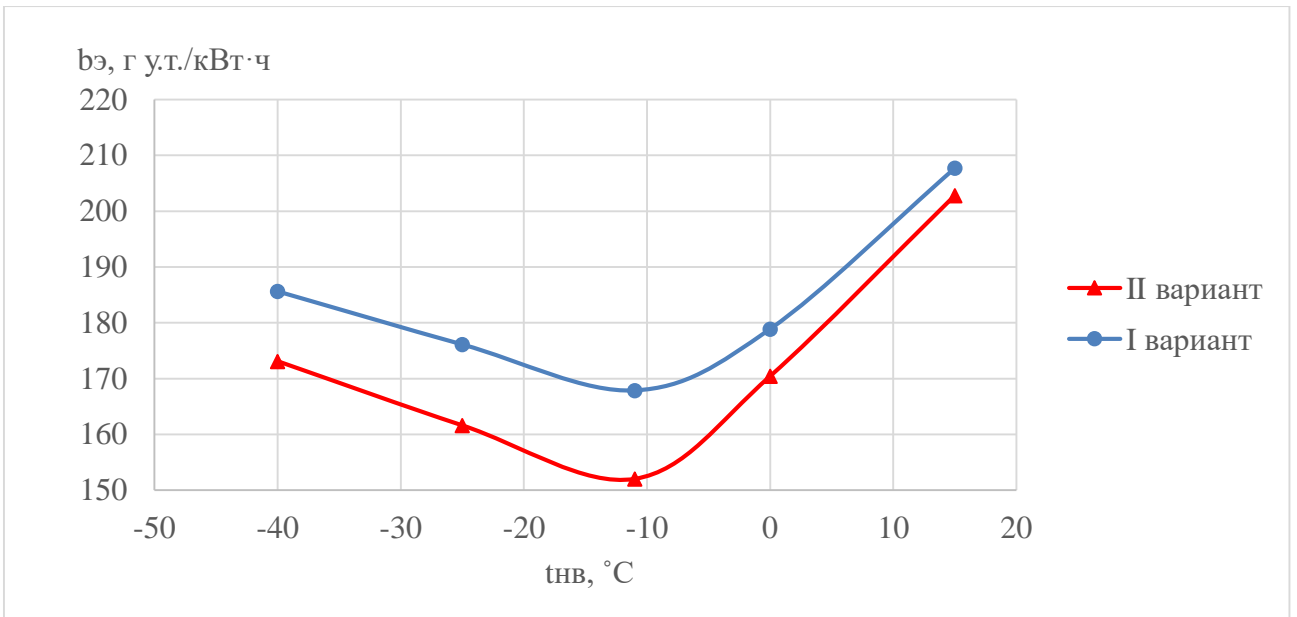


Рисунок 32 – График зависимости расхода условного топлива на единицу генерируемой электроэнергии от температуры наружного воздуха

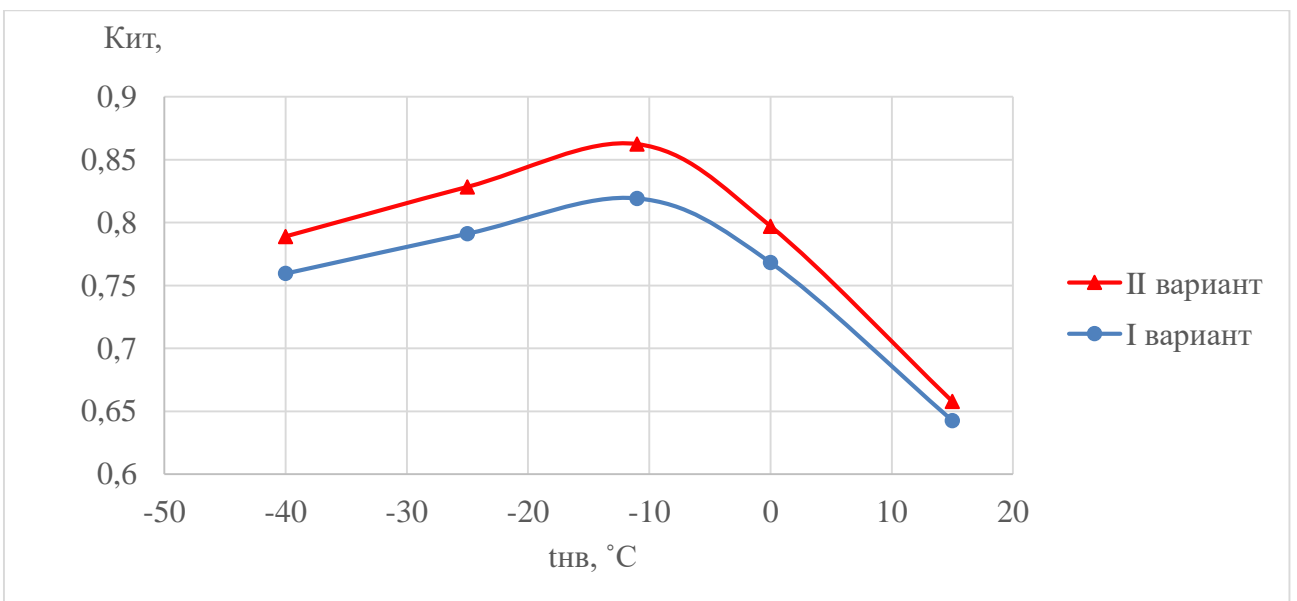


Рисунок 33 – График зависимости коэффициента использования теплоты топлива от температуры наружного воздуха

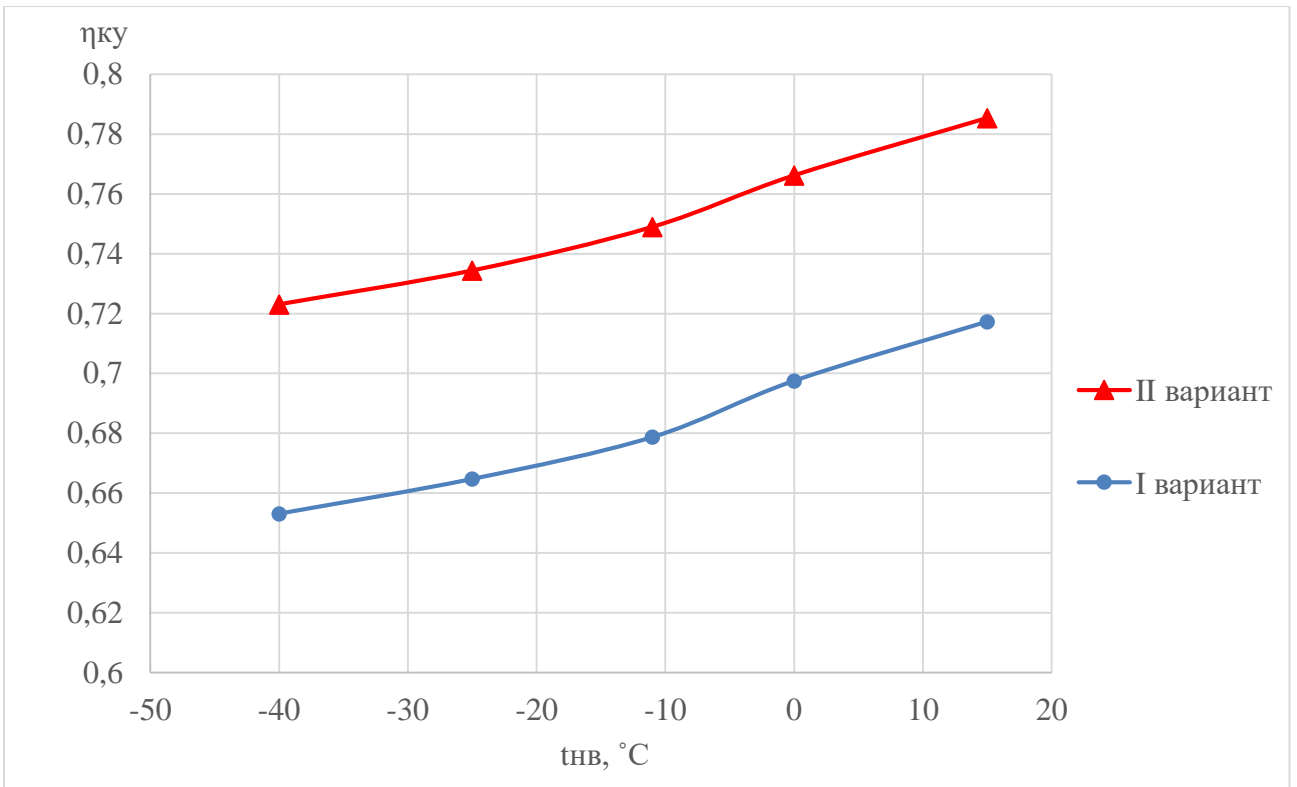


Рисунок 34 – График зависимости КПД КУ от температуры наружного воздуха

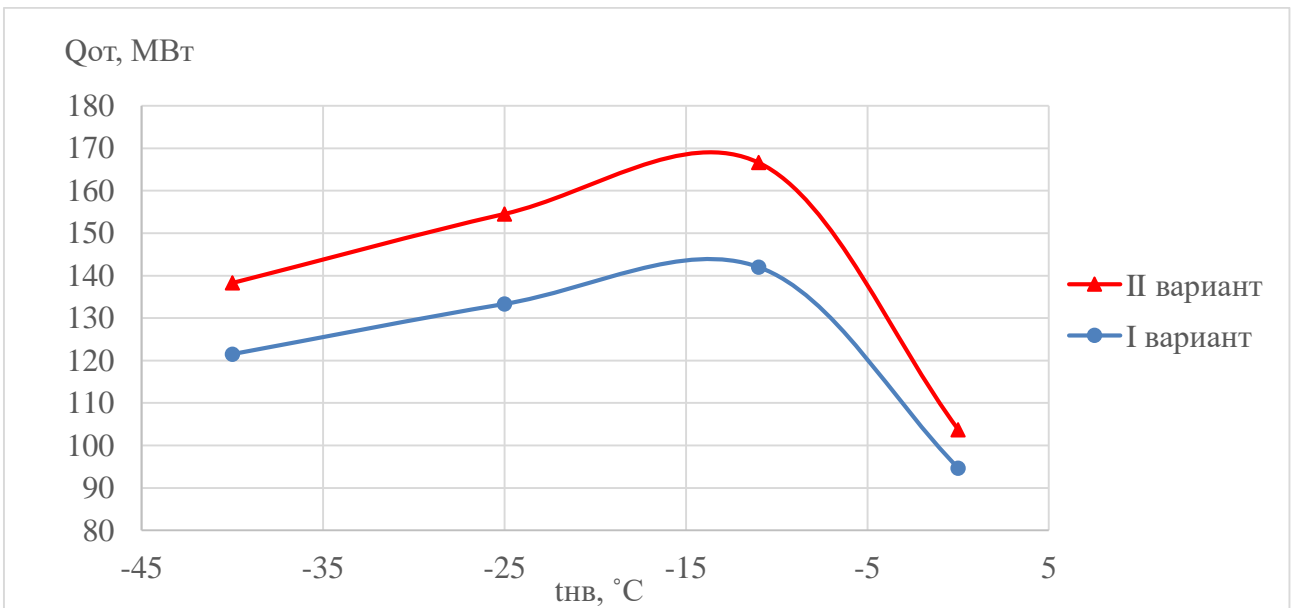


Рисунок 35 – График зависимости тепловой мощности отопительного отбора от температуры наружного воздуха

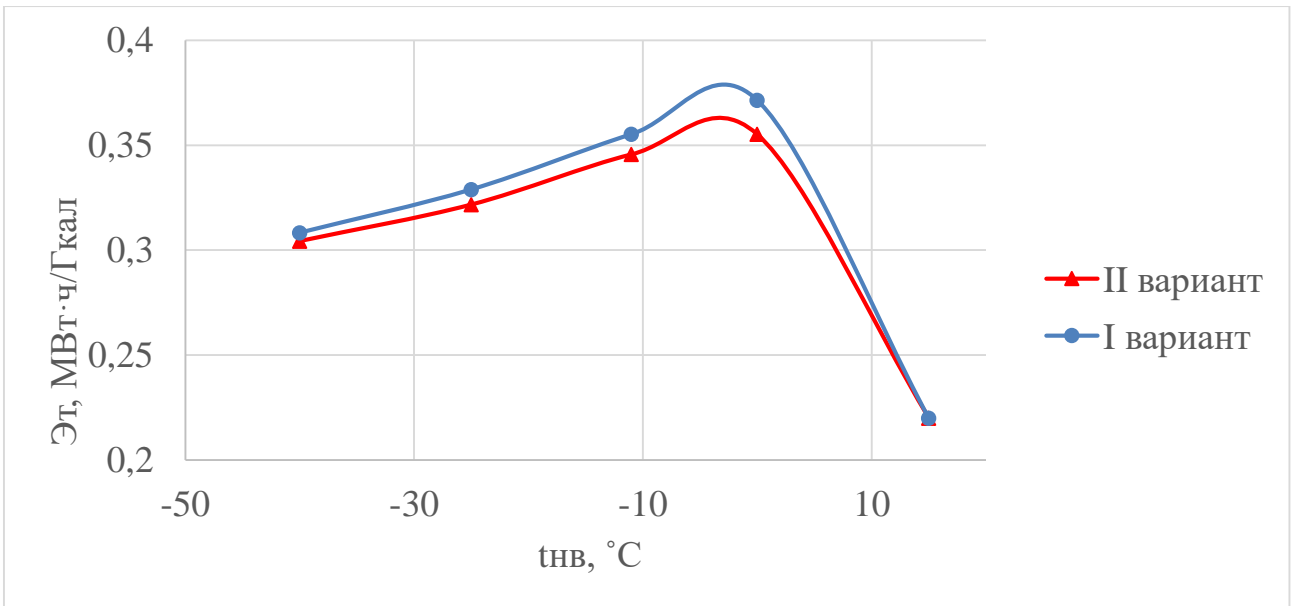


Рисунок 36 – График зависимости удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении от температуры наружного воздуха

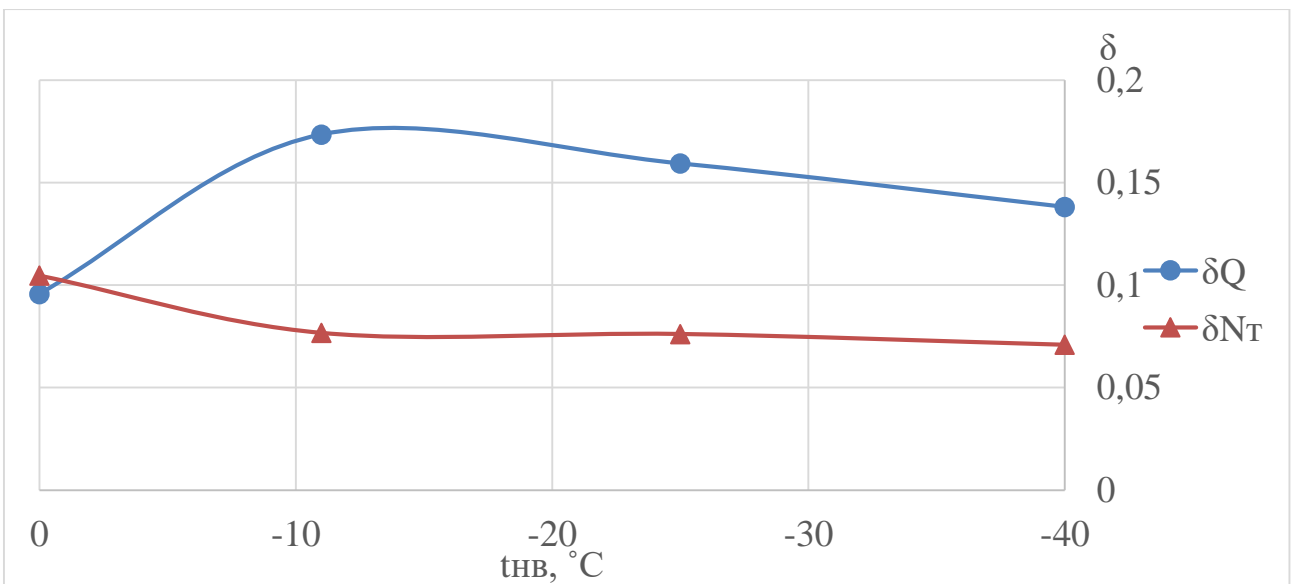


Рисунок 37 – График зависимости относительного прироста тепловой нагрузки и мощности на тепловом потреблении от температуры наружного воздуха

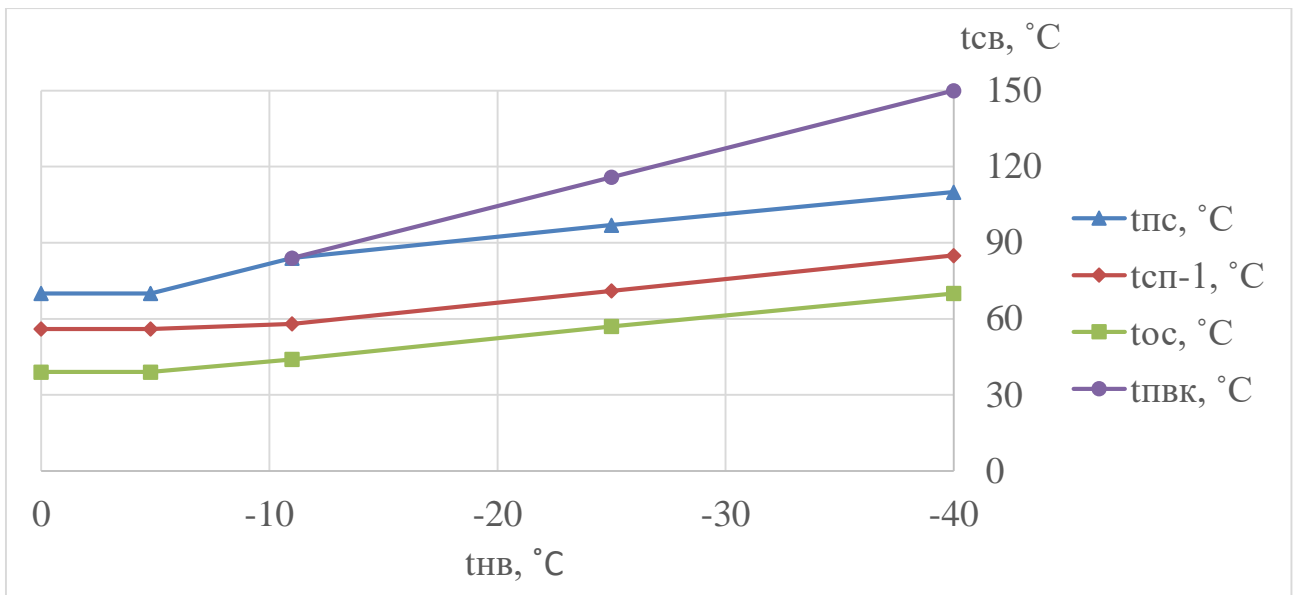


Рисунок 38 – Температурный график теплосети при двухступенчатом подогреве сетевой воды

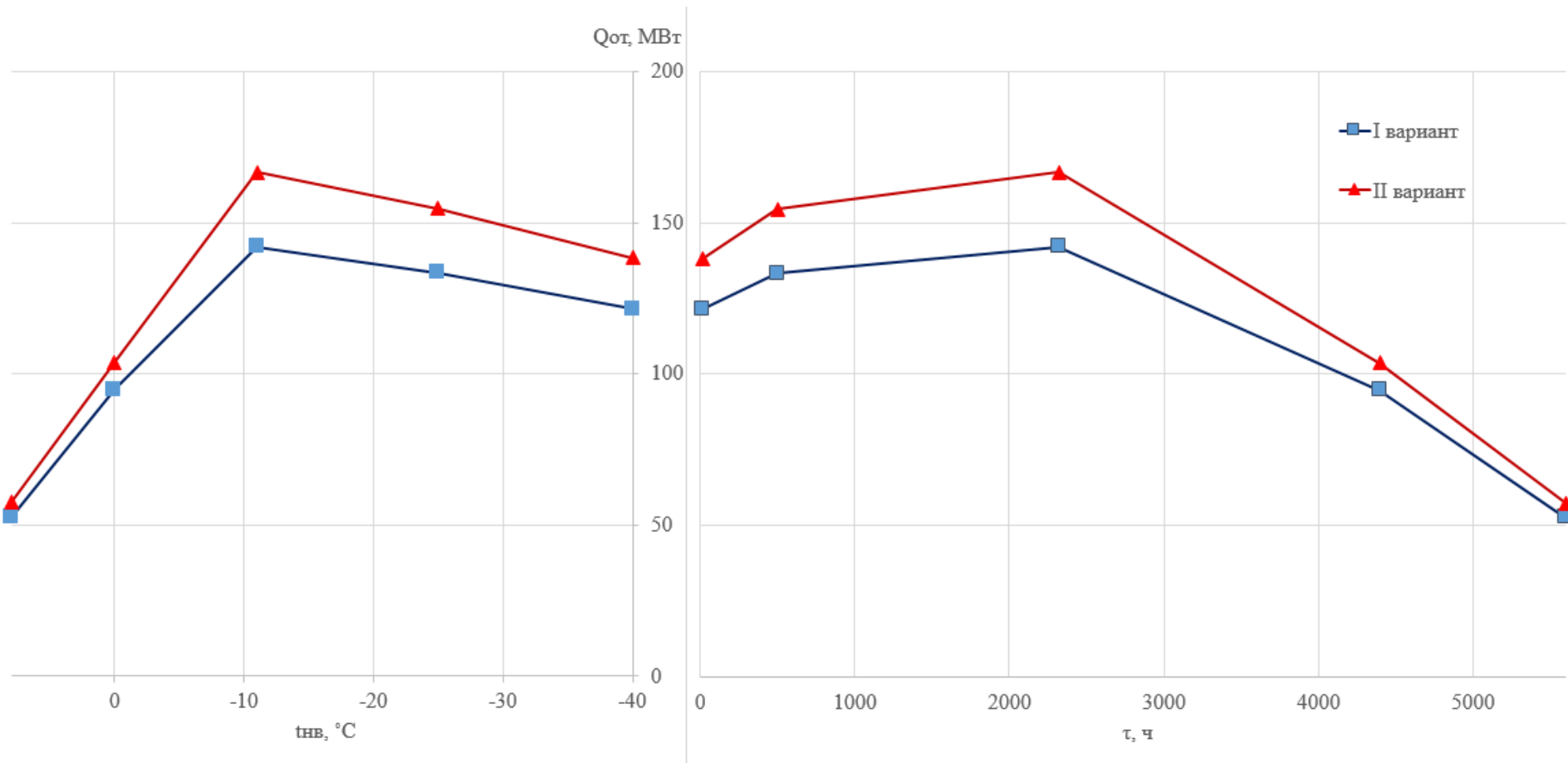


Рисунок 39 – График продолжительности тепловой нагрузки



При переходе схемы ПГУ-ТЭЦ с модернизацией ТП-60-130 к схеме с дополнительной турбиной повышение электрической мощности во всем диапазоне температуры наружного воздуха составляет 2-3% (с 344,22 до 351,28 МВт). Удельный расход топлива снижается на 6-7% (с 183,25 до 172 г/кВт·ч). Прирост мощности ПСУ составляет 9-10% (с 69,2 до 75,68 МВт). Коэффициент использования теплоты топлива возрастает на 4-5% (с 75,61 до 78,69%).

II вариант обеспечивает двухступенчатый подогрев сетевой воды паром из двух отборов. Прирост тепловой мощности отопительных отборов составляет 14-15% (с 108,8 до 124,12 МВт).

ПГУ-ТЭЦ с дополнительной турбиной обеспечивает прирост годовой выработки тепловой энергии на 14,59% (с 557,79 до 639,14 тыс. Гкал), годовой выработки электрической энергии на 2,13% (с 1937,77 до 1979,05 тыс. МВт·ч).

Прирост тепловой энергии в отопительный период составляет 16,3% (с 270,15 до 314,18 тыс. Гкал).

При понижении температуры наружного воздуха до минимально расчетной тепловая мощность отопительного отбора сокращается:

- при  $t_{\text{нв}} = -25^{\circ}\text{C}$  – на 2,4% от режима включения ПВК.
- при  $t_{\text{нв}} = -40^{\circ}\text{C}$  – на 5% от режима включения ПВК.

В режиме работы по тепловому графику при  $t_{\text{нв}} = -40^{\circ}\text{C}$  тепловая мощность отопительного отбора 95% от режима включения ПВК.

## 7 Конструкторский расчет

Для удобства сведем ранее полученные температуры и сообщаемое тепло поверхностям в таблицу 15. Обозначения температуры с одним штрихом входное значение, а с двумя – выходное.

Таблица 15 – Исходные данные конструкторского расчета

	ППВД	ИВД	ЭВД	ППНД	ИНД	ГПК
$\theta'_r, ^\circ\text{C}$	542	463,57	344,67	242,72	238,15	170,75
$\theta''_r, ^\circ\text{C}$	463,57	344,67	242,72	238,15	170,75	139,96
$t', ^\circ\text{C}$	334,67	334,67	149,76	160,75	160,75	76,1
$t'', ^\circ\text{C}$	512	334,67	334,67	222,72	160,75	149,76
$Q_i, \text{кВт}$	64797,46	97685,65	82984,59	3698,29	54313,33	24623,05

Горизонтальный котел-утилизатор состоит из отдельных модулей, объединенных в пакеты. В одном ряду по ходу дымовых газов располагаются от три модуля, соединенных между собой по ходу воды с помощью коллекторов. Коллекторы расположены в зонах вне потока дымовых газов в верхней и нижней части котла-утилизатора. Количество пакетов модулей по потоку дымовых газов определяется в процессе расчета конструкторского расчета.

Крупнейшим производителем котлов - утилизаторов и оребренных труб для поверхностей нагрева является ОАО «Подольский машиностроительный завод». Завод производит типовые секции для горизонтальных КУ. Типовая секция имеет шахматное расположение труб единого сортамента (сталь 20, кроме пароперегревателя ВД, для которого использована сталь 12Х1МФ). Типовая секция, используемая во всех поверхностях котла, состоит из двух рядов оребренных труб с шахматным расположением, объединенных коллекторами диаметром 168 мм, толщиной 15 мм. Секция образована 30 трубами, которые радиально введены в коллекторы с использованиемгиба на угол  $15^\circ$  радиусом 130 мм. Ширина секции 5625 мм (по осям труб), а высота 10100 мм (по осям коллекторов).

Таблица 16 – Характеристика оребренной трубы

Наружный диаметр, м	0,04
Толщина стенки, м	0,002
Внутренний диаметр, м	0,036
Шаг ребра, м	0,005
Высота ребра, м	0,013
Толщина ребра, м	0,001
Поперечный шаг труб, м	0,15
Продольный труб, м	0,15
Длина оребренной части трубы, м	10,4

Принимается в одном ряду по потоку дымовых газов две секции  $m_{сек} = 2$ .

Q-t-диаграмма двухконтурного котла-утилизатора представлена на рисунке 40.

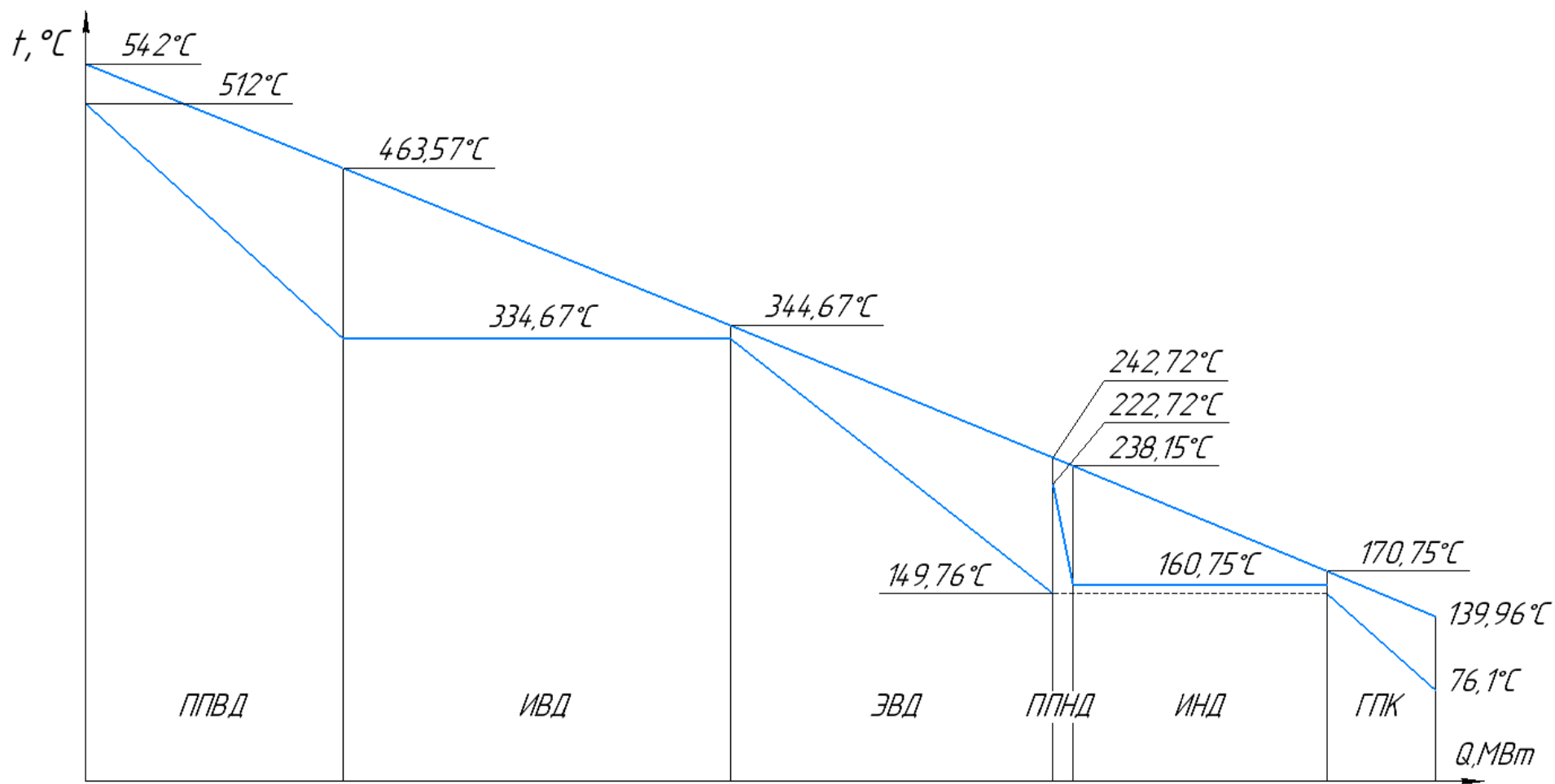


Рисунок 40 – Q-t-диаграмма двухконтурного котла-утилизатора

Расчет толщины стенки

$$\delta_{\text{ст}} = \frac{P \cdot d_{\text{н}}}{2 \cdot \varphi \cdot \sigma_{\text{н}} + P}; \quad (7.1)$$

Где  $P = 13$  МПа – расчетное давление;  $\varphi = 1$  – минимальный коэффициент прочности;  $\sigma_{\text{н}} = 116,7$  МПа – номинальное допускаемое напряжение для Ст20;  $\sigma_{\text{н}} = 170$  МПа – номинальное допускаемое напряжение для 12Х1МФ.

$$\delta_{\text{ст20}} = \frac{13 \cdot 0,04}{2 \cdot 1 \cdot 116,7 + 13} = 0,002 \text{ м}; \quad (7.2)$$

$$\delta_{12\text{X1MФ}} = \frac{13 \cdot 0,04}{2 \cdot 1 \cdot 170 + 13}; = 0,0015 \text{ м}. \quad (7.3)$$

Принимаем толщину стенки 0,002 м.

Площадь поверхности гладкой трубы

$$F_{\text{гл.тр}} = \pi \cdot d_{\text{н}} \cdot l_{\text{тр}} = 3,14 \cdot 0,04 \cdot 10,4 = 1,3 \text{ м}^2. \quad (7.4)$$

Площадь боковой поверхности ребра

$$F_{\text{реб}} = \frac{\pi}{2} \cdot [(d_{\text{н}} + 2 \cdot h_{\text{реб}})^2 - d_{\text{н}}^2] = \frac{3,14}{2} \cdot [(0,04 + 2 \cdot 0,013)^2 - 0,04^2] = 0,0043 \text{ м}^2. \quad (7.5)$$

Площадь внутренней торцевой поверхности ребра:

$$F_{\text{вн.реб}} = \pi \cdot d_{\text{н}} \cdot \delta_{\text{реб}} = 3,14 \cdot 0,04 \cdot 0,001 = 0,00013 \text{ м}^2. \quad (7.6)$$

Площадь наружной торцевой поверхности ребра:

$$F_{\text{н.реб}} = \pi \cdot (d_{\text{н}} + 2 \cdot h_{\text{реб}}) \cdot \delta_{\text{реб}} = 3,14 \cdot (0,04 + 2 \cdot 0,013) \cdot 0,001 = 0,00021 \text{ м}^2. \quad (7.7)$$

Площадь поверхности теплообмена оребренной трубы:

$$F_{\text{тр}} = F_{\text{гл.тр}} + (F_{\text{реб}} + F_{\text{н.реб}} - F_{\text{вн.реб}}) \cdot \frac{l_{\text{тр}}}{b_{\text{реб}}} = 1,3 + (0,0043 + 0,00021 - 0,00013) \cdot \frac{10,1}{0,005} = 10,48 \text{ м}^2. \quad (7.8)$$

Площадь поверхности теплообмена одной секции (модуля):

$$F_{\text{тр}} = F_{\text{тр}} \cdot n_{\text{тр}} = 10,48 \cdot 76 = 796,58 \text{ м}^2. \quad (7.9)$$

Расчет ППВД

Среднелогарифмический температурный напор для ППВД:

$$\begin{aligned}\Delta t_{\text{ср}}^{\text{ППВД}} &= \frac{(\theta''_{\text{ППВД}} - t'_{\text{ППВД}}) - (\theta'_{\text{ППВД}} - t''_{\text{ППВД}})}{\ln\left(\frac{\theta''_{\text{ППВД}} - t'_{\text{ППВД}}}{\theta'_{\text{ППВД}} - t''_{\text{ППВД}}}\right)} = \\ &= \frac{(463,57 - 334,67) - (542 - 512)}{\ln\left(\frac{463,57 - 334,67}{542 - 512}\right)} = 67,84 \text{ }^\circ\text{C}.\end{aligned}\quad (7.10)$$

Тепловая мощность ППВД:

$$Q_{\text{ППВД}} = 64797,46 \text{ кВт}.\quad (7.11)$$

Средняя температура дымовых газов в ППВД:

$$\theta_{\text{ср}}^{\text{ППВД}} = \frac{\theta'_{\text{ППВД}} + \theta''_{\text{ППВД}}}{2} = \frac{542 + 463,57}{2} = 502,78 \text{ }^\circ\text{C}.\quad (7.12)$$

Кинематическая вязкость дымовых газов в ППВД:

$$v_{\text{дг}}^{\text{ППВД}} = f(\theta_{\text{ср}}^{\text{ППВД}}) = 7,54 \cdot 10^{-5} \text{ м}^2/\text{с}.\quad (7.13)$$

Коэффициент теплопроводности дымовых газов в ППВД:

$$\lambda_{\text{дг}}^{\text{ППВД}} = f(\theta_{\text{ср}}^{\text{ППВД}}) = 0,0634 \text{ Вт/м} \cdot \text{К}.\quad (7.14)$$

Число Прандтля дымовых газов в ППВД:

$$\text{Pr}_{\text{дг}}^{\text{ППВД}} = f(\theta_{\text{ср}}^{\text{ППВД}}) = 0,6248.\quad (7.15)$$

Плотность дымовых газов в ППВД:

$$\rho_{\text{дг}}^{\text{ППВД}} = f(\theta_{\text{ср}}^{\text{ППВД}}) = 0,453 \text{ кг/м}^3.\quad (7.16)$$

Коэффициент теплопередачи для пароперегревателей рассчитывается по формуле:

$$k_i = \frac{\psi \cdot \alpha_{1\text{пр}}}{1 + \frac{\alpha_{1\text{пр}}}{\alpha_2} \cdot \frac{H}{H_{\text{вн}}}};\quad (7.17)$$

Где  $\psi$  – коэффициент тепловой эффективности: для пароперегревателей, испарителей и горячих ступеней экономайзера  $\psi = 0,8$ ;  $\alpha_2$  – коэффициент теплоотдачи от внутренней поверхности труб площадью  $H_{\text{вн}}$  к теплоносителю (пару), Вт/(м<sup>2</sup> · К);  $H/H_{\text{вн}}$  – отношение обребренной поверхности к внутренней поверхности труб.

$$\frac{H}{H_{BH}} = \psi_p \cdot \frac{d_H}{d_H - 2 \cdot \delta} = 8,02 \cdot \frac{0,04}{0,04 - 2 \cdot 0,002} = 8,91. \quad (7.18)$$

Где  $\psi_p$  – коэффициент оребрения, равный отношению полной поверхности пучка к поверхности несущих труб на оребренном участке, для круглых ребер равен:

$$\psi_p = \frac{1}{2 \cdot d_H \cdot b_{реб}} \cdot (D_p^2 - d_H^2 + 2 \cdot D_{реб} \cdot \delta_{реб}) + 1 - \frac{\delta_{реб}}{b_{реб}}; \quad (7.19)$$

$$\begin{aligned} \psi_p &= \frac{1}{2 \cdot 0,04 \cdot 0,005} \cdot (0,066^2 - 0,04^2 + 2 \cdot 0,066 \cdot 0,001) + 1 - \frac{0,001}{0,005} = \\ &= 8,02. \end{aligned} \quad (7.20)$$

Поправочный коэффициент  $C_s$  определяется в зависимости от относительного поперечного и продольного шагов труб в секции, типа пучка и коэффициента оребрения. При шахматном расположении трубок поправочный коэффициент равен:

$$\begin{aligned} C_s &= (1,36 - \text{th } x) \cdot \left( \frac{11}{\psi_p + 8} - 0,14 \right) = (1,36 - \text{th } (-1,157)) \cdot \left( \frac{11}{8,02 + 8} - 0,14 \right) \\ &= 1,192. \end{aligned} \quad (7.21)$$

Вспомогательный параметр  $x$  для шахматного расположения труб:

$$x = \frac{\sigma_1}{\sigma_2} - \frac{1,26}{\psi_p} - 2 = \frac{3,75}{3,75} - \frac{3,75}{8,02} - 2 = -1,157. \quad (7.22)$$

Где  $\sigma_1 = s_1/d_H$  – относительный поперечный шаг труб;  $\sigma_2 = s_2/d_H$  – относительный продольный шаг труб.

Поправочный коэффициент  $C_z$  определяется в зависимости от числа рядов труб по ходу потока дымовых газов и зависит от числа рядов. В данном модуле число рядов равен 2.

$$C_z = 3,15 \cdot z_2^{0,05} - 2,5 = 3,15 \cdot 2^{0,05} - 2,5 = 0,7611. \quad (7.23)$$

Для определения конвективного коэффициента теплоотдачи со стороны продуктов сгорания рассчитывается показатель степени:

$$\begin{aligned} y &= 0,7 + 0,08 \cdot \text{tg } x + 0,005 \cdot \psi_p = 0,7 + 0,08 \cdot \text{tg}(-1,157) + 0,005 \cdot 8,02 \\ &= 0,6714. \end{aligned} \quad (7.24)$$

Где  $G_{дг}^{ппвд}$  – объемный расход дымовых газов в ППВД:

$$G_{дг}^{ппвд} = \frac{G_{дг}}{\rho_{дг}^{ппвд}} = \frac{725}{0,453} = 1600,5 \frac{м^3}{с}. \quad (7.25)$$

Площадь живого сечения рассчитывается по формуле:

$$F = \left[ 1 - \frac{1}{\sigma_1} \cdot \left( 1 + 2 \frac{h_p \cdot \delta_p}{s_p \cdot d} \right) \right] \cdot a \cdot b =$$

$$= \left[ 1 - \frac{1}{3,75} \cdot \left( 1 + 2 \frac{0,013 \cdot 0,001}{0,005 \cdot 0,04} \right) \right] \cdot 5,625 \cdot 10,1 \cdot 2 = 79,39 \text{ м}^2. \quad (7.26)$$

Скорость дымовых газов в ППВД:

$$w_{дг}^{ппвд} = \frac{G_{дг}^{ппвд}}{F} = \frac{1600,5}{79,39} = 20,16 \frac{м}{с}. \quad (7.27)$$

Коэффициент теплоотдачи  $\alpha_k$  от дымовых газов к стенке рассчитывается по формуле:

$$\alpha_k = 0,113 \cdot C_s \cdot C_z \cdot \frac{\lambda_{дг}}{d_H} \cdot \left( \frac{w_{дг} \cdot d_H}{v_{дг}} \right)^y \cdot Pr_{дг}^{0,4} =$$

$$= 0,113 \cdot 1,192 \cdot 0,761 \cdot \frac{0,0634}{0,04} \cdot \left( \frac{20,16 \cdot 0,04}{7,54 \cdot 10^{-5}} \right)^{0,6714} \cdot 0,6248^{0,4} =$$

$$= 70,53 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{К}. \quad (7.28)$$

Средняя температура пара в ППВД:

$$t_{ср}^{ппвд} = \frac{t'_{ппвд} + t''_{ппвд}}{2} = \frac{334,67 + 512}{2} = 423,33 \text{ }^\circ\text{C}. \quad (7.29)$$

Кинематическая вязкость пара:

$$v_{п}^{ппвд} = f(P_0^{вд}; t_{ср}^{ппвд}) = 5,27 \cdot 10^{-7} \text{ м}^2/\text{с}. \quad (7.30)$$

Коэффициент теплопроводности пара:

$$\lambda_{п}^{ппвд} = f(P_0^{вд}; t_{ср}^{ппвд}) = 0,0739 \text{ Вт/м} \cdot \text{К}. \quad (7.31)$$

Число Прандтля пара:

$$Pr_{п}^{ппвд} = f(P_0^{вд}; t_{ср}^{ппвд}) = 1,1505. \quad (7.32)$$

Скорость пара в трубах принимаем:

$$w_{п}^{ппвд} = 10 \text{ м/с}. \quad (7.33)$$



Коэффициент теплоотдачи  $\alpha_2$  от стенки к пару рассчитывается по формуле:

$$\alpha_2 = 0,023 \cdot \frac{\lambda_{\text{п}}}{d_{\text{вн}}} \cdot \left( \frac{w_{\text{п}} \cdot d_{\text{вн}}}{\nu_{\text{п}}} \right)^{0,8} \cdot \text{Pr}_{\text{п}}^{0,4} \cdot C_t \cdot C_l \cdot C_K. \quad (7.34)$$

Где  $d_{\text{вн}}$  – внутренний диаметр труб пароперегревателя;  $w_{\text{п}}$  – скорость пара в трубе;  $\lambda_{\text{п}}$  – коэффициент теплопроводности пара;  $\nu_{\text{п}}$  – коэффициент кинематической вязкости пара;  $\text{Pr}_{\text{п}}$  – число Прандтля (определяют по таблицам теплофизических свойств воды и водяного пара в зависимости от среднего давления и средней температуры пара).

Так как температура стенки трубы незначительно отличается от температуры пара в трубе, поправка  $C_t = 1$ . Для данного котла-утилизатора выполняется соотношение  $l/d_{\text{вн}} > 50$ , тогда поправка на относительную длину равна  $C_l = 1$ . Поправка  $C_K$  вводится при движении в кольцевых каналах с односторонним обогревом, при двухстороннем обогреве  $C_K = 1$ .

$$\begin{aligned} \alpha_2 &= 0,023 \cdot \frac{0,0739}{0,036} \cdot \left( \frac{10 \cdot 0,036}{5,27 \cdot 10^{-7}} \right)^{0,8} \cdot 1,1505^{0,4} \cdot 1 \cdot 1 \cdot 1 = \\ &= 2322,36 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{К}. \end{aligned} \quad (7.35)$$

Приведенный коэффициент теплоотдачи:

$$\alpha_{1\text{пр}} = \left[ \frac{F_{\text{труб}}}{F_{\text{тр}}} + \frac{F_{\text{р}}}{F_{\text{тр}}} \cdot E \cdot \mu \cdot \varphi_E \right] \cdot \alpha_K; \quad (7.36)$$

Где  $F_{\text{тр}}$  – полная площадь оребренной поверхности;  $F_{\text{труб}}$  – площадь поверхности труб, не занятой ребрами;  $F_{\text{р}}$  – площадь поверхности ребер.

$E = 0,78$  – коэффициент эффективности ребра.

Коэффициент  $\mu$ , учитывающий влияние уширения литых ребер к основанию, для плоских ребер равен 1.

Коэффициент  $\varphi_E$ , учитывающий неравномерность теплоотдачи по поверхности ребра, определяется соотношением:

$$\varphi_E = 1 - 0,058 \cdot m \cdot h_{\text{реб}} = 1 - 0,058 \cdot 61,75 \cdot 0,013 = 0,9534. \quad (7.37)$$

$$m = \sqrt{\frac{2 \cdot \alpha_k}{\delta_{реб} \cdot \lambda_{реб}}} = \sqrt{\frac{2 \cdot 70,53}{0,001 \cdot 37}} = 61,75 \frac{1}{м}. \quad (7.38)$$

Где  $\lambda_{реб} = 37 \text{ Вт}/(\text{м} \cdot \text{°С})$  – коэффициент теплопроводности металла ребер (12Х1МФ).

Приведенный коэффициент теплоотдачи:

$$\alpha_{1пр} = \left[ \frac{1,3}{10,48} + \left( 1 - \frac{1,3}{10,48} \right) \cdot 0,78 \cdot 1 \cdot 0,9534 \right] \cdot 70,53 = 54,71 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}. \quad (7.39)$$

Коэффициент теплопередачи для ППВД:

$$k_{ппвд} = \frac{\psi \cdot \alpha_{1пр}}{1 + \frac{\alpha_{1пр} \cdot H}{\alpha_2 \cdot H_{вн}}} = \frac{0,8 \cdot 54,74}{1 + \frac{54,71}{2322,36} \cdot 8,91} = 36,17 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}. \quad (7.40)$$

Площадь поверхности теплообмена ППВД:

$$F_{ппвд} = \frac{Q_{ппвд}}{k_{ппвд} \cdot \Delta t_{ср}^{ппвд}} = \frac{64797,46 \cdot 10^3}{36,17 \cdot 67,84} = 26405,8 \text{ м}^2. \quad (7.41)$$

Количество рядов секции в ППВД:

$$Z_{ппвд} = \frac{F_{ппвд}}{m_{сек} \cdot F_{сек}} = \frac{26405,8}{2 \cdot 796,58} = 17 \text{ шт.} \quad (7.42)$$

Расчет ИВД

Коэффициент теплоотдачи от поверхности стенки к воде пренебрегают для испарителей, экономайзеров. Тогда, коэффициент теплопередачи определяется по формуле:

$$k_{ппвд} = \psi \cdot \alpha_{1пр}. \quad (7.43)$$

Среднелогарифмический температурный напор для ИВД:

$$\begin{aligned} \Delta t_{ср}^{ивд} &= \frac{(\theta'_{ивд} - t''_{ивд}) - (\theta''_{ивд} - t'_{ивд})}{\ln \left( \frac{\theta'_{ивд} - t''_{ивд}}{\theta''_{ивд} - t'_{ивд}} \right)} = \\ &= \frac{(463,57 - 334,67) - (344,67 - 334,67)}{\ln \left( \frac{463,57 - 334,67}{344,67 - 334,67} \right)} = 46,5 \text{ °С}. \end{aligned} \quad (7.44)$$

Тепловая мощность ИВД:

$$Q_{ивд} = 97685,65 \text{ кВт.} \quad (7.45)$$

Средняя температура дымовых газов в ИВД:

$$\theta_{\text{ср}}^{\text{ИВД}} = \frac{\theta'_{\text{ИВД}} + \theta''_{\text{ИВД}}}{2} = \frac{463,57 + 344,67}{2} = 404,12 \text{ } ^\circ\text{C}. \quad (7.46)$$

Кинематическая вязкость дымовых газов в ИВД:

$$\nu_{\text{дг}}^{\text{ИВД}} = f(\theta_{\text{ср}}^{\text{ИВД}}) = 6,02 \cdot 10^{-5} \text{ м}^2/\text{с}. \quad (7.47)$$

Коэффициент теплопроводности дымовых газов в ИВД:

$$\lambda_{\text{дг}}^{\text{ИВД}} = f(\theta_{\text{ср}}^{\text{ИВД}}) = 0,0554 \text{ Вт/м} \cdot \text{К}. \quad (7.48)$$

Число Прандтля дымовых газов в ИВД:

$$\text{Pr}_{\text{дг}}^{\text{ИВД}} = f(\theta_{\text{ср}}^{\text{ИВД}}) = 0,6392. \quad (7.49)$$

Плотность дымовых газов в ИВД:

$$\rho_{\text{дг}}^{\text{ИВД}} = f(\theta_{\text{ср}}^{\text{ИВД}}) = 0,453 \text{ кг/м}^3. \quad (7.50)$$

Объемный расход дымовых газов в ИВД:

$$G_{\text{дг}}^{\text{ИВД}} = \frac{G_{\text{дг}}}{\rho_{\text{дг}}^{\text{ИВД}}} = \frac{725}{0,453} = 1399,31 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}. \quad (7.51)$$

Скорость дымовых газов в ИВД:

$$w_{\text{дг}}^{\text{ИВД}} = \frac{G_{\text{дг}}^{\text{ИВД}}}{F} = \frac{1399,31}{79,39} = 17,63 \frac{\text{м}}{\text{с}}. \quad (7.52)$$

Коэффициент теплоотдачи в ИВД:

$$\begin{aligned} \alpha_{\text{к}} &= 0,113 \cdot C_s \cdot C_z \cdot \frac{\lambda_{\text{дг}}}{d_{\text{н}}} \cdot \left( \frac{w_{\text{дг}} \cdot d_{\text{н}}}{\nu_{\text{дг}}} \right)^y \cdot \text{Pr}_{\text{дг}}^{0,4} = \\ &= 0,113 \cdot 1,192 \cdot 0,761 \cdot \frac{0,0554}{0,04} \cdot \left( \frac{17,63 \cdot 0,04}{6,02 \cdot 10^{-5}} \right)^{0,6714} \cdot 0,6392^{0,4} = \\ &= 66,03 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{К}. \end{aligned} \quad (7.53)$$

Коэффициент  $\varphi_{\text{Е}}$ , учитывающий неравномерность теплоотдачи по поверхности ребра:

$$\varphi_{\text{Е}} = 1 - 0,058 \cdot m \cdot h_{\text{реб}} = 1 - 0,058 \cdot 55,42 \cdot 0,013 = 0,9582. \quad (7.54)$$

$$m = \sqrt{\frac{2 \cdot \alpha_{\text{к}}}{\delta_{\text{реб}} \cdot \lambda_{\text{реб}}}} = \sqrt{\frac{2 \cdot 66,03}{0,001 \cdot 43}} = 55,42 \frac{1}{\text{м}}. \quad (7.55)$$

Где  $\lambda_{реб} = 43 \text{ Вт}/(\text{м} \cdot ^\circ\text{С})$  – коэффициент теплопроводности металла ребер (Ст20).

Приведенный коэффициент теплоотдачи:

$$\alpha_{1пр} = \left[ \frac{1,3}{10,48} + \left( 1 - \frac{1,3}{10,48} \right) \cdot 0,78 \cdot 1 \cdot 0,9582 \right] \cdot 66,03 = 51,44 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}. \quad (7.56)$$

Коэффициент теплопередачи для ИВД:

$$k_{ивд} = \psi \cdot \alpha_{1пр} = 0,8 \cdot 51,44 = 41,15 \text{ Вт}/\text{м}^2 \cdot \text{К}. \quad (7.57)$$

Площадь поверхности теплообмена ИВД:

$$F_{ивд} = \frac{Q_{ивд}}{k_{ивд} \cdot \Delta t_{ср}^{ивд}} = \frac{97685,65 \cdot 10^3}{41,15 \cdot 46,51} = 51044,11 \text{ м}^2. \quad (7.58)$$

Количество рядов секции в ИВД:

$$Z_{ивд} = \frac{F_{ивд}}{m_{сек} \cdot F_{сек}} = \frac{51044,11}{2 \cdot 796,58} = 32 \text{ шт.} \quad (7.59)$$

Расчет ЭВД

Среднелогарифмический температурный напор для ЭВД:

$$\begin{aligned} \Delta t_{ср}^{эвд} &= \frac{(\theta''_{эвд} - t'_{эвд}) - (\theta'_{эвд} - t''_{эвд})}{\ln \left( \frac{\theta''_{эвд} - t'_{эвд}}{\theta'_{эвд} - t''_{эвд}} \right)} = \\ &= \frac{(242,72 - 149,76) - (344,67 - 334,67)}{\ln \left( \frac{242,72 - 149,76}{344,67 - 334,67} \right)} = 67,21 \text{ } ^\circ\text{С}. \end{aligned} \quad (7.60)$$

Тепловая мощность ЭВД:

$$Q_{эвд} = 82984,6 \text{ кВт}. \quad (7.61)$$

Средняя температура дымовых газов в ЭВД:

$$\theta_{ср}^{эвд} = \frac{\theta'_{эвд} + \theta''_{эвд}}{2} = \frac{344,67 + 242,72}{2} = 293,7 \text{ } ^\circ\text{С}. \quad (7.62)$$

Кинематическая вязкость дымовых газов в ЭВД:

$$\nu_{дг}^{эвд} = f(\theta_{ср}^{эвд}) = 4,46 \cdot 10^{-5} \text{ м}^2/\text{с}. \quad (7.63)$$

Коэффициент теплопроводности дымовых газов в ЭВД:

$$\lambda_{дг}^{эвд} = f(\theta_{ср}^{эвд}) = 0,046 \text{ Вт}/\text{м} \cdot \text{К}. \quad (7.64)$$

Число Прандтля дымовых газов в ЭВД:

$$\text{Pr}_{\text{дг}}^{\text{ЭВД}} = f(\theta_{\text{ср}}^{\text{ЭВД}}) = 0,657. \quad (7.65)$$

Плотность дымовых газов в ЭВД:

$$\rho_{\text{дг}}^{\text{ЭВД}} = f(\theta_{\text{ср}}^{\text{ЭВД}}) = 0,62 \text{ кг/м}^3. \quad (7.66)$$

Объемный расход дымовых газов в ЭВД:

$$G_{\text{дг}}^{\text{ЭВД}} = \frac{G_{\text{дг}}}{\rho_{\text{дг}}^{\text{ЭВД}}} = \frac{725}{0,62} = 1167,52 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}. \quad (7.67)$$

Скорость дымовых газов в ЭВД:

$$w_{\text{дг}}^{\text{ЭВД}} = \frac{G_{\text{дг}}^{\text{ЭВД}}}{F} = \frac{1167,52}{79,39} = 14,71 \frac{\text{м}}{\text{с}}. \quad (7.68)$$

Коэффициент теплоотдачи в ИВД:

$$\begin{aligned} \alpha_{\text{к}} &= 0,113 \cdot 1,192 \cdot 0,761 \cdot \frac{0,046}{0,04} \cdot \left( \frac{14,71 \cdot 0,04}{4,46 \cdot 10^{-5}} \right)^{0,6714} \cdot 0,657^{0,4} = \\ &= 60,61 \text{ Вт/м}^2 \cdot \text{К}. \end{aligned} \quad (7.69)$$

Коэффициент  $\varphi_{\text{Е}}$ , учитывающий неравномерность теплоотдачи по поверхности ребра:

$$\varphi_{\text{Е}} = 1 - 0,058 \cdot m \cdot h_{\text{реб}} = 1 - 0,058 \cdot 53,12 \cdot 0,013 = 0,96. \quad (7.70)$$

$$m = \sqrt{\frac{2 \cdot \alpha_{\text{к}}}{\delta_{\text{реб}} \cdot \lambda_{\text{реб}}}} = \sqrt{\frac{2 \cdot 60,61}{0,001 \cdot 43}} = 53,09 \frac{1}{\text{м}}. \quad (7.71)$$

Где  $\lambda_{\text{реб}} = 43 \text{ Вт/(м} \cdot \text{°С)}$  – коэффициент теплопроводности металла ребер (Ст20).

Приведенный коэффициент теплоотдачи:

$$\alpha_{1\text{пр}} = \left[ \frac{1,3}{10,48} + \left( 1 - \frac{1,3}{10,48} \right) \cdot 0,78 \cdot 1 \cdot 0,96 \right] \cdot 60,61 = 47,28 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}. \quad (7.72)$$

Коэффициент теплопередачи для ЭВД:

$$k_{\text{ЭВД}} = \psi \cdot \alpha_{1\text{пр}} = 0,8 \cdot 47,28 = 37,82 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}. \quad (7.73)$$

Площадь поверхности теплообмена ЭВД:

$$F_{\text{ЭВД}} = \frac{Q_{\text{ЭВД}}}{k_{\text{ЭВД}} \cdot \Delta t_{\text{ср}}^{\text{ЭВД}}} = \frac{82984,59 \cdot 10^3}{37,82 \cdot 37,21} = 58961,28 \text{ м}^2. \quad (7.74)$$

Количество рядов секции в ЭВД:

$$Z_{\text{ЭВД}} = \frac{F_{\text{ЭВД}}}{m_{\text{сек}} \cdot F_{\text{сек}}} = \frac{58961,28}{2 \cdot 796,58} = 37 \text{ шт.} \quad (7.75)$$

Расчеты остальных поверхностей нагрева проводятся аналогично.

Результаты поверхностей нагрева сведены в таблицу 17.

Таблица 17 – Сводная таблица расчета поверхностей нагрева КУ

	ППВД	ИВД	ЭВД	ППНД	ИНД	ГПК
$Q_i, \text{кВт}$	64797,46	97685,65	82984,59	3698,29	54313,33	24623,05
$\Delta t_{\text{ср}}^i, \text{°C}$	67,84	46,51	37,21	42,42	32,94	38,53
$F_i, \text{м}^2$	26405,8	51044,11	58961,28	8552,64	47097,12	19018,79
$k_i, \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$	36,17	41,15	37,82	10,19	35,01	33,6
$Z$	17	32	37	6	30	12
$\nu_{\text{дг}}^i, \frac{\text{м}^2}{\text{с}}$	$7,54 \cdot 10^{-5}$	$6,02 \cdot 10^{-5}$	$4,46 \cdot 10^{-5}$	$3,75 \cdot 10^{-5}$	$3,3 \cdot 10^{-5}$	$2,7 \cdot 10^{-5}$
$\lambda_{\text{дг}}^i, \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot \text{К}}$	0,0739	0,0554	0,0445	0,042	0,0393	0,035
$\text{Pr}_{\text{дг}}^i$	0,6248	0,6392	0,6566	0,6656	0,6718	0,681
$w_{\text{дг}}^i, \frac{\text{м}}{\text{с}}$	20,16	17,63	14,71	13,26	12,29	11
$\alpha_{\text{к}}, \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$	70,53	66,03	60,61	57,85	56,03	53,73
$\alpha_{1\text{пр}}, \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$	54,71	51,43	47,28	45,17	43,77	42
$\alpha_2, \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$	2322,36			158,18		
$\nu_{\text{п}}^i, \frac{\text{м}^2}{\text{с}}$	$5,27 \cdot 10^{-7}$			$5,41 \cdot 10^{-6}$		
$\lambda_{\text{п}}^i, \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot \text{К}}$	0,0739			0,034		
$\text{Pr}_{\text{п}}^i$	1,15			1,03		

## 8 Выбор оборудования ПГУ-ТЭЦ

Конденсатный насос (КН)

КН осуществляет подачу от конденсатора до деаэрата.

$$P_{ок} = 1,4 \cdot P_d = 1,4 \cdot 0,54 = 0,756 \text{ МПа.} \quad (8.1)$$

Расчетная подача конденсатного насоса:

$$V_{кн} = 1,2 \cdot D_k \cdot v_k \cdot 3600 = 1,2 \cdot 115,75 \cdot 0,001 \cdot 3600 = 502,68 \text{ м}^3/\text{ч.} \quad (8.2)$$

где  $v_k = f(P_k) = 0,001 \text{ м}^3/\text{кг}$  – удельный объем воды.

Давление воды на входе в КН:

$$P_{кн}^{вх} = P_k = 0,005 \text{ МПа.} \quad (8.3)$$

Давление воды на выходе из КН:

$$P_{кн}^{вых} = P_{ок} = 0,84 \text{ МПа.} \quad (8.4)$$

Напор насоса КН:

$$H_{кн} = \frac{(P_{кн}^{вых} - P_{кн}^{вх}) \cdot v_k}{g} = \frac{(0,756 - 0,005) \cdot 0,001 \cdot 10^6}{9,81} = 76,96 \text{ м.} \quad (8.5)$$

Выбираем насос типа КсВ 320-125 в количестве 2 шт. Характеристики конденсатного насоса КсВ 320-125 приведены в таблице 18.

Таблица 18 – Характеристики КсВ 320-125

Параметр	Значение
Подача, м <sup>3</sup> /ч	320
Напор, м	125
Частота вращения, об/мин	1500
Мощность двигателя, кВт	160
Тип насоса	КсВ
Допускаемый кавитационный запас, м	2
КПД, %	74

Насос рециркуляции конденсата

Расход воды через насос рециркуляции:

$$D_p = 31,4 \text{ кг/с.} \quad (8.6)$$

Давление воды на выходе из насоса рециркуляции:

$$P_{рн}^{ввых} = 0,756 \text{ МПа.} \quad (8.7)$$

Давление воды на входе в насос рециркуляции:

$$P_{рн}^{вх} = f(P_d) = 0,54 \text{ МПа.} \quad (8.8)$$

Максимальная подача насоса рециркуляции:

$$V_{кн} = 1,05 \cdot D_p \cdot v_k \cdot 3600 = 1,05 \cdot 31,4 \cdot 0,001 \cdot 3600 = 119,32 \text{ м}^3/\text{ч.} \quad (8.9)$$

Напор насоса рециркуляции:

$$H_{кн} = \frac{(P_{рн}^{ввых} - P_{рн}^{вх}) \cdot v_k}{g} = \frac{(0,756 - 0,54) \cdot 0,001 \cdot 10^6}{9,81} = 22,13 \text{ м.} \quad (8.10)$$

Выбираем насос типа КсВ 200-130б в количестве 1 шт. Характеристики насоса рециркуляции КсВ 200-130б приведены в таблице 19.

Таблица 19 – Характеристики КсВ 200-130б

Параметр	Значение
Подача, м <sup>3</sup> /ч	200
Напор, м	99
Частота вращения, об/мин	3000
Мощность двигателя, кВт	110
Тип насоса	КсВ
Допускаемый кавитационный запас, м	1,6
КПД, %	77

Питательный насос контура низкого давления (ПН НД)

Расчетный напор питательного насоса должен превышать давление пара на выходе из котла с учётом потерь давления в тракте и необходимой высоты подъема воды, приближенно принимаем давление в питательном насосе:

$$P_{пннд} = 1,4 \cdot P_0^{нд} = 1,4 \cdot 0,54 = 0,84 \text{ МПа.} \quad (8.11)$$

Максимальная подача питательного насоса:

$$V_{пннд} = 1,05 \cdot D_0^{нд} \cdot v_{нд} \cdot 3600 = 1,05 \cdot 26,12 \cdot 0,001 \cdot 3600 = 107,62 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}. \quad (8.12)$$



где  $v_{нд} = f(P_{пнд}; t_s^д) = f(0,84 \text{ МПа}; 149,76 \text{ }^\circ\text{C}) = 0,001 \text{ м}^3/\text{кг}$ .

Напор питательного насоса НД:

$$H_{пнд} = \frac{(P_{пнд} - P_d) \cdot v_{нд}}{g} = \frac{(0,84 - 0,54) \cdot 0,001 \cdot 10^6}{9,81} = 33,33 \text{ м.} \quad (8.13)$$

Выбираем насос типа ПЭ 150-53 в количестве 1 шт. Характеристики питательного насоса НД приведены в таблице 20.

Таблица 20 – Характеристики ПЭ 150-53

Параметр	Значение
Подача, м <sup>3</sup> /ч	150
Напор, м	580
Частота вращения, об/мин	3000
Мощность двигателя, кВт	301
Тип насоса	ПЭ
Допускаемый кавитационный запас, м	5
КПД, %	71

Питательный насос контура высокого давления (ПНВД)

Расчетный напор питательного насоса должен превышать давление пара на выходе из котла с учётом потерь давления в тракте и необходимой высоты подъема воды, приближенно принимаем давление в питательном насосе:

$$P_{пнвд} = 1,4 \cdot P_0^{вд} = 1,4 \cdot 13 = 18,2 \text{ МПа.} \quad (8.14)$$

Максимальная подача питательного насоса:

$$V_{пнвд} = 1,05 \cdot D_0^{вд} \cdot v_{вд} \cdot 3600 = 1,05 \cdot 89,63 \cdot 0,001 \cdot 3600 = 366,94 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}. \quad (8.15)$$

где  $v_{вд} = f(P_{пнвд}; t_s^д) = f(18,2 \text{ МПа}; 149,76 \text{ }^\circ\text{C}) = 0,001 \text{ м}^3/\text{кг}$ .

Напор питательного насоса ВД:

$$H_{пнвд} = \frac{(P_{пнвд} - P_d) \cdot v_{нд}}{g} = \frac{(18,2 - 0,54) \cdot 0,001 \cdot 10^6}{9,81} = 1942,07 \text{ м.} \quad (8.16)$$

Выбираем насос типа ПЭ 380-185-5 в количестве 1 шт. Характеристики питательного насоса ВД приведены в таблице 21.

Таблица 21 – Характеристики ПЭ 380-185-5

Параметр	Значение
Подача, м <sup>3</sup> /ч	380
Напор, м	2030
Частота вращения, об/мин	2976
Мощность двигателя, кВт	2370
Допускаемый кавитационный запас, м	12
КПД, %	80

#### Деаэратор питательной воды (Д)

Выбор деаэрата питательной воды производится по максимальному расходу питательной воды  $D_0^{ВД} + D_0^{ВД} = 89,63 + 26,12 = 115,74$  кг/с с учетом давления в нем 0,6 МПа: ДП-500/100 с номинальной производительностью 500 т/ч и рабочим давлением 0,6 МПа.

#### Сетевые подогреватели

Расход пара на сетевой подогреватель первой ступени:

$$G_{\text{п}}^{\text{пс-1}} = 47,87 \text{ кг/с} = 172,34 \text{ т/ч}. \quad (8.17)$$

Расход сетевой воды на сетевой подогреватель первой ступени:

$$G_{\text{св}}^{\text{пс-1}} = 989 \text{ кг/с} = 3561 \text{ т/ч}. \quad (8.18)$$

Расход пара на сетевой подогреватель второй ступени:

$$G_{\text{п}}^{\text{пс-2}} = 24,81 \text{ кг/с} = 89,33 \text{ т/ч}. \quad (8.19)$$

Расход сетевой воды на сетевой подогреватель второй ступени:

$$G_{\text{св}}^{\text{пс-2}} = G_{\text{св}}^{\text{пс-1}} = 3561 \text{ т/ч}. \quad (8.20)$$

Предусматривается установка следующих типов сетевых подогревателей: нижний – ПСГ-2300-2-8-I, верхний – ПСГ-2300-2-8-II. Основные заводские характеристики сетевых подогревателей приведены в таблице 22.

Таблица 22 – Характеристики подогревателя ПСГ-2300-2-8-И/П

Номинальный расход пара, т/ч	170
Давление пара, МПа	0,03-0,2/0,06-0,25*
Номинальный расход воды, т/ч	3500
Давление воды, МПа	0,9
Максимальная температура воды на входе, °С	115/120*
Расчетный номинальный тепловой поток, МВт	101,8
Масса, кг	48600
Завод-изготовитель	ТКЗ

\* Для подогревателя ПСГ-2300-3,5-8-П

#### Сетевые насосы первой ступени

Исходя из необходимых требований проектом предусмотрена установка групповых сетевых насосов первой ступени типа СЭ 1250-70-11 в количестве трех экземпляров. Основные характеристики насоса приведены в таблице 23, согласно заводу-изготовителю.

Таблица 23 – Характеристики насоса СЭ 1250-70-11

Подача, м <sup>3</sup> /ч	1250
Напор, м	70
Допустимый кавитационный запас, м	7,5
Частота вращения, об/мин	1500
Потребляемая мощность, кВт	315
КПД, %	83
Завод-изготовитель	АО «Сумский завод «Насосэнергомаш»

#### Сетевые насосы второй ступени

На основании требований устанавливаются сетевые насосы второй ступени марки СЭ 1250-140-11 в количестве трех штук. Основные характеристики насоса приведены в таблице 24, согласно заводу-изготовителю.

Таблица 24 – Характеристики насоса СЭ 2500-180-25

Подача, м <sup>3</sup> /ч	21250
Напор, м	140
Допустимый кавитационный запас, м	7,5
Частота вращения, об/мин	1500
Потребляемая мощность, кВт	630
КПД, %	83
Завод-изготовитель	АО «Сумский завод «Насосэнергомаш»

## **9 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение**

Целью выпускной квалификационной работы является разработка ПГУ-ТЭЦ на базе ГТУ SGT5-4000F.

Целью раздела «финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» заключается в экономическом планировании и оценке ресурсоэффективности варианта реконструкции ПТУ ПТ-60-130 при надстройке ГТУ SGT5-4000F.

Область применения рассмотренной в работе разработки – действующие ТЭС с аналогичными мощностями.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- проанализировать конкурентные технические решения проекта;
- произвести планирование и организацию научного проекта;
- создать график Гантта;
- определить бюджет затрат на проведение проектной работы;
- определить ресурсоэффективность проекта.

### **9.1 Анализ конкурентных технических решений**

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности теплообменного оборудования и определить наиболее экономически выгодное решение. Поэтому для анализа конкурентных технических решений будут рассмотрены три подрядчика реконструкции турбины. Оценка будет происходить по 10-ти бальной шкале, где 10 – наиболее сильная, а 1 – наиболее слабая позиция. Вес показателей в сумме должны составлять 1.

Для сравнения возьмем три наиболее продвинутых на отечественном рынке подрядчика: ОАО "Теплоэнергосервис-ЭК" (далее «ТЭС-ЭК»), ОАО «Силовые машины», АО «РОТЕК».

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum V_i \cdot B_i,$$

где  $K$  – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

$V_i$  – вес показателя (в долях единицы);

$B_i$  – балл  $i$ -го показателя.

Анализ конкурентных технических решений представлен в таблице 25.

Таблица 25 – Оценочная карта для сравнения конкурентоспособности подрядчиков реконструкции

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		«ТЭС-ЭК»	«Силовые машины»	«Ротек»	$K_{K1}$ «ТЭС-ЭК»	$K_{K2}$ «Силовые машины»	$K_{K3}$ «Ротек»
1	2	3	4	5	6	7	8
<b>Технические критерии эффективности</b>							
1. Надежность	0,1	7	9	8	0,7	0,9	0,8
2. Безопасность	0,1	8	9	7	0,8	0,9	0,7
3. Удобство и простота использования	0,1	9	8	7	0,9	0,8	0,7
4. Система автоматического управления	0,1	8	7	9	0,8	0,7	0,9
5. Резервирование	0,1	6	9	8	0,6	0,9	0,8
6. Быстрота пуска	0,1	7	7	8	0,7	0,7	0,8
<b>Экономические критерии оценки эффективности</b>							
1. Конкурентоспособность	0,08	8	9	8	0,64	0,72	0,64
2. Цена	0,1	9	8	7	0,9	0,8	0,7
3. Предполагаемый срок эксплуатации	0,07	5	7	8	0,35	0,49	0,56
4. Цикличность ремонтов	0,05	7	8	9	0,35	0,4	0,45
5. Обслуживание	0,1	9	8	7	0,9	0,8	0,7
Итого	1	83	89	86	7,64	8,11	7,75

Таким образом, по результатам расчетов анализа конкурентоспособности технического решения по оценочной карте, можно сделать вывод о том, подрядчик «Силовые машины» имеет более высокий показатель конкурентоспособности по сравнению с другими подрядчиками. Этого удалось достичь в первую очередь за счет надежности, безопасности и резервирования

оборудования. К недостаткам относятся сложность, быстрота пуска, система автоматического управления и срок эксплуатации.

## 9.2 Планирование работ

Все этапы разработки должны быть упорядочены во времени. Необходимо определить последовательность работ, являющуюся наиболее рациональной с точки зрения минимальных затрат времени на осуществление всего комплекса работ.

Планирование работы заключается в следующем: составление перечня работ, необходимых для достижения поставленной задачи; определение участников работы; установление продолжительности работы в рабочих днях; построение линейного или сетевого графика и его оптимизации.

Для реализации работы над проектом вся работа должна быть поделена на временные отрезки. Должна быть осуществлена примерная оценка максимального времени работы над задачей и минимальное время.

Для небольших работ целесообразно применять линейный график. Для определения ожидаемого значения продолжительности работы применяют формулу, основанную на использовании двух оценок:

$$t_{\text{ож}} = \frac{(3 \cdot t_{\text{min}} + 2 \cdot t_{\text{max}})}{5}, \quad (9.2.1)$$

где  $t_{\text{min}}$  – время, необходимое для выполнения работы при неблагоприятных условиях;

где  $t_{\text{max}}$  – время, необходимое для выполнения работы при благоприятных условиях.

Для построения графика проектных работ необходимо рассчитать коэффициент календарности по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 52 - 14} = 1,22. \quad (9.2.2)$$

Предполагается что и руководитель, и инженер работают по 6-дневной рабочей неделе. По производственному календарю на 2021 год суммарное

количество выходных и праздничных дней составляет: при шестидневной рабочей неделе – 66 дней.

где  $T_{\text{кал}}$  – число календарных дней в году;

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

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

Перечень работ, исполнители, а также оценка трудоемкости отдельных видов работ приводится в таблице 26.

Таблица 26 – Трудоемкость работ

Наименование работы	Исполнители работы	Трудоемкость работ,			Длительность работ, дни	
		$t_{\text{min}}$	$t_{\text{max}}$	$t_{\text{ож}}$	$T_p$	$T_K$
Получение задание от руководителя	Руководитель	1	1	1	1	1
	Инженер	1	1	1	1	1
Проверка состояния фундаментов	Руководитель	3	6	4	3	4
	Инженер	7	10	8	7	9
Предварительная подливка фундамента	Руководитель	5	7	6	5	6
	Инженер	10	17	13	11	13
Установка паровой турбины на фундамент	Руководитель	4	6	5	4	5
	Инженер	15	20	17	14	17
Регулировка уровня паровой турбины	Руководитель	2	3	2	2	2
	Инженер	5	10	7	6	7
Соединения трубопроводов	Руководитель	7	10	8	6	7
	Инженер	17	25	20	16	20
Окончательная подливка фундамента	Руководитель	4	7	5	4	5
	Инженер	7	12	9	7	9
Контроль корпуса турбины	Руководитель	2	4	3	3	4
	Инженер	7	15	10	8	10
Монтаж вспомогательного оборудования и труб	Руководитель	2	4	3	3	4
	Инженер	7	12	9	7	9
Испытание паровой турбины	Руководитель	1	2	1	1	1
	Инженер	7	11	9	7	9
Ввод турбины в эксплуатацию	Руководитель	2	7	4	3	4
	Инженер	5	10	7	6	7
Итого:		124	204	156	128	156



Для иллюстрации плана графика работ по исследованию построим диаграмму Гантта. Диаграмма Гантта исследования представлена на рисунке 41.

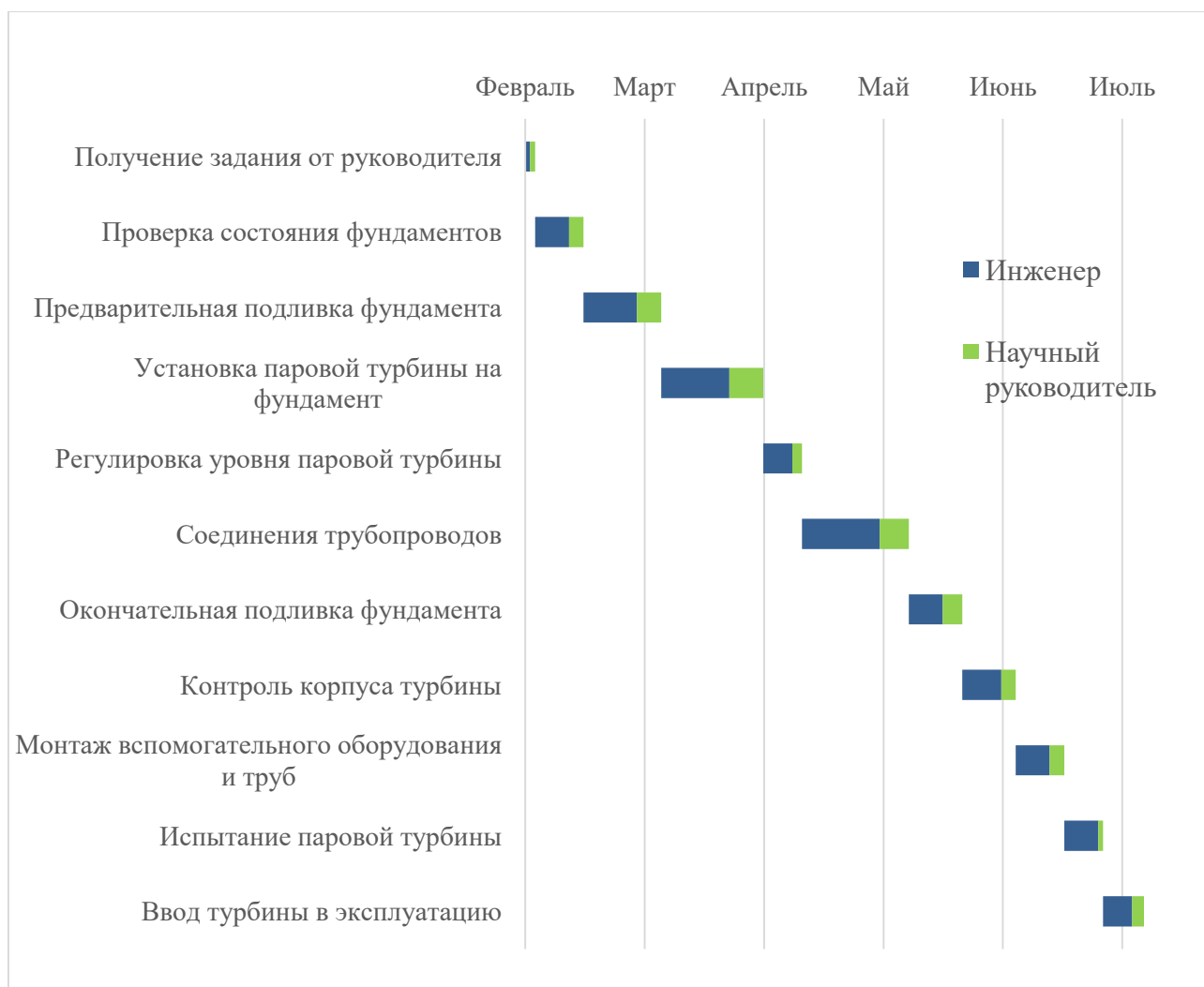


Рисунок 41 – Диаграмма Гантта

Таким образом, из диаграммы Гантта видно, что общее время работы над исследованием занимает 156 календарных дней, а само исследование поделено на 11 задач. При получении задания 1.02.2021 инженер выполнит полностью проектирование к 06.07.2021.

### 9.3 Бюджет научного исследования

При планировании бюджета научного исследования должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов планируемых расходов, необходимых для его выполнения. В процессе формирования бюджета, планируемые затраты группируются по статьям, представленным в таблице 27.

#### **9.4 Смета материальных затрат**

Смета материальных затрат на покупку основного оборудования ПГУ-ТЭЦ приведены в таблицу 27.

Таблица 27 – Смета материальных затрат на покупку основного оборудования

Элементы затрат	Стоимость, млн. руб.
Газовая турбина	5000
Котел-утилизатор	3000
Газоходы	20
Воздуховоды	10
Трубопроводы	10
Запорная и регулирующая арматура	8
АСУ ТП	15
Сооружения газоснабжения	60
Блок вспомогательных сооружений	100
Сетевая установка	35
Монтажные работы	500
Итого	8768

Таким образом, исходя из данных, представленных в таблице 27, материальные затраты на покупку оборудования составят 8768 млн. рублей.

#### **9.5 Сырье, материалы, покупные изделия (за вычетом отходов)**

В эту статью включаются затраты на приобретение всех видов материалов, комплектующих изделий и полуфабрикатов, необходимых для выполнения работ по данной теме. Количество потребных материальных ценностей определяется по нормам расхода.

Расчет стоимости материальных затрат производится по действующим прейскурантам или договорным ценам. В стоимость материальных затрат включают транспортно-заготовительные расходы (3 – 5 % от цены). Результаты по данной статье заносятся в таблицу 28.

Таблица 28 – Смета затрат на дополнительную турбину

Наименование	Марка, размер	Кол-во	Цена за единицу, млн. руб.	Сумма, млн. руб.
Ротор низкого давления	УТЗ, 7м x 1м	1	500	500
Направляющий аппарат среднего давления	УТЗ	1	200	200
Проточная часть низкого давления	УТЗ, 2,5м	1	300	300
Проточная часть среднего давления	УТЗ, 4м	1	300	300
Всего за материалы				1300
Транспортно-заготовительные расходы (5%)				65
Итого по статье С <sub>м</sub> , млн. руб.				1365

Таким образом, исходя из данных, представленных в таблице 28, материальные затраты на дополнительную составят 1365 млн. рублей.

### 9.6 Основная заработная плата

В настоящую статью включается основная заработная плата инженерно-технических работников, рабочих макетных мастерских и опытных производств, непосредственно участвующих в выполнении работ по данной теме. Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы оплаты труда. В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы (размер определяется Положением об оплате труда).

Заработная плата работников представляет собой сумму двух составляющих: основная и дополнительная заработная плата.

В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы в размере 20–30 % от тарифа или оклада.

Формула расчета заработной платы представлена ниже:

$$Z_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп}, \quad (9.6.1)$$

где:  $Z_{зп}$  – заработная плата;

$Z_{осн}$  – основная заработная плата;

$Z_{доп}$  – дополнительная заработная плата.

Расчет основной заработной платы выполняем по формуле, представленной ниже:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p, \quad (9.6.2)$$

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

$T_p$  – продолжительность работ, выполняемых работником, раб. дн.

Расчет среднедневной заработной платы выполняем по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d}, \quad (9.6.3)$$

где:  $Z_m$  – месячный должностной оклад работника, руб.;

$M$  – количество месяцев работы без отпуска в течение года: при отпуске в 48 рабочих дней  $M=10,4$  месяца, 6-дневная неделя;

$F_d$  – действительный годовой фонд рабочего времени персонала, раб. дн.

Таблица 29 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Исполнитель
Календарное число дней	366	
Количество нерабочих дней:		
- выходные и праздничные дни	66	
Потери рабочего времени:		
- отпуск, невыходы по болезни	52	
Действительный годовой фонд рабочего времени	248	

Месячный оклад производителя работ (работники, непосредственно занятых выполнением проекта) наладчик (инженер) – 21780 руб., научный руководитель работ – 27650 руб.

Заработная плата научного руководителя и инженера [19]

$$Z_m = Z_{тс} \cdot (1 + k_{пр} + k_d) \cdot k_p, \quad (9.6.4)$$

где:  $Z_{тс}$  – заработная плата за месяц по тарифной ставке, руб.;

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

$k_d$  – коэффициент доплат и надбавок, равный 0,2;

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

Расчет заработной платы:

$$Z_{м.рук} = 27650 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 53917,5 \text{ руб.}, \quad (9.6.5)$$

$$Z_{м.инж} = 21780 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 42471 \text{ руб.} \quad (9.6.6)$$

Расчет среднедневной заработной платы:

$$Z_{дн.рук} = \frac{53917,5 \cdot 10,4}{248} = 2261,06 \text{ руб.}, \quad (9.6.7)$$

$$Z_{дн.инж} = \frac{42471 \cdot 10,4}{248} = 1781,04 \text{ руб.}, \quad (9.6.8)$$

Результаты расчетов представлены в таблице 30.

Таблица 30 – Расчет основной заработной платы

№ п/п	Наименование этапов	Исполнители по категориям	Трудовое мкость, чел.-дн.	Количество работников, чел	Продолжительн ость работ, раб. дн.	Заработная плата, приходящаяся на один чел.-дн., тыс. руб.	Всего заработная плата по тарифам, руб
1	Установка ротора низкого давления	Руководитель Инженер	165	1 10	15	2261,06; 1781,04;	33915,85 267156,3
2	Установка направляющего аппарата среднего давления	Руководитель Инженер	220	1 10	20	2261,06; 1781,04;	45221,13 356204,84
3	Установка проточной части цилиндра низкого давления	Руководитель Инженер	480	1 15	30	2261,06; 1781,04;	67831,69 801468,9
4	Установка проточной части цилиндра среднего давления	Руководитель Инженер	480	1 15	30	2261,06; 1781,04;	67831,69 801468,9
5	Сумма	Руководитель Инженер				2261,06; 1781,04;	214800,4 2226302,42
Итого, тыс. руб:							2441,1

## 9.7 Дополнительная заработная плата

В данную статью включается сумма выплат, предусмотренных законодательством о труде, например, оплата очередных и дополнительных отпусков; оплата времени, связанного с выполнением государственных и общественных обязанностей; выплата вознаграждения за выслугу лет и т.п. (в среднем – 12 % от суммы основной заработной платы).

Дополнительная заработная плата рассчитывается исходя из 10-15% от основной заработной платы, работников, непосредственно участвующих в выполнении работ.

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}}, \quad (9.7.1)$$

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

$$З_{\text{доп.рук}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}} = 0,12 \cdot 214800,4 = 25776,04 \text{ руб}, \quad (9.7.2)$$

$$З_{\text{доп.инж}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}} = 0,12 \cdot 2226303,42 = 267156,29 \text{ руб}, \quad (9.7.3)$$

$$З_{\text{доп}} = З_{\text{доп.рук}} + З_{\text{доп.инж}} = 25776,04 + 267156,3 = 292932,34 \text{ руб}. \quad (9.7.4)$$

Таблица 31 – Расчет основной и дополнительной заработной платы

Заработная плата	Руководитель	Инженер
Основная зарплата, руб	214800,4	2226303,42
Дополнительная зарплата	25776,04	267156,3
Итого по статье $C_{\text{зп}}$ , тыс. руб	2734	

Таким образом, исходя из данных, представленных в таблице 31, величина расходов по заработной плате составят 2,734 млн. рублей.

## 9.8 Затраты на социальные отчисления

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Ставка отчислений во внебюджетные фонды для учреждений, осуществляющих научную и образовательную деятельность, на 2020 год составляет 30,2%.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$З_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}), \quad (9.8.1)$$

где:  $k_{\text{внеб}}$  – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды.

Расчет отчислений во внебюджетные фонды:

$$З_{\text{внеб.рук}} = 0,302 \cdot (214800,4 + 25776,04) = 72654,07 \text{ руб}, \quad (9.8.2)$$

$$З_{\text{внеб.инж}} = 0,302 \cdot (2226303,42 + 267156,3) = 753024,6 \text{ руб}, \quad (9.8.3)$$

$$З_{\text{внеб}} = З_{\text{внеб.рук}} + З_{\text{внеб.инж}} = 72654,07 + 753024,6 = 825678,6 \text{ руб}. \quad (9.8.4)$$

Таким образом, величина отчислений во внебюджетные фонды составят 825,68 тыс. руб.

## 9.9 Накладные расходы

В эту статью включаются затраты на управление и хозяйственное обслуживание, косвенные налоги, расходы на реализацию продукции. Накладные расходы составляют 80 % [1].

$$C_{\text{накл}} = 0,8 \cdot C_{\text{зп}}, \text{ руб}, \quad (9.9.1)$$

$$C_{\text{накл}} = 0,8 \cdot 2734 = 2187,23 \text{ тыс. руб}. \quad (9.9.2)$$

На основании полученных данных по отдельным статьям затрат составляется калькуляция плановой себестоимости НТИ разработки ПГУ-ТЭЦ на базе ГТУ SGT5-4000F.



Таблица 32 – Смета затрат на выполнение НТИ

Статьи	Стоимость, тыс. руб.
Материальные затраты	8768000
Затраты на модернизацию оборудования, включая монтажные работы	1365000
Основная заработная плата	2441,1
Дополнительная заработная плата	292,93
Затраты на социальные отчисления	825,68
Накладные расходы	2187,23
Итого	10128746

Таким образом, при планировании бюджета рассчитаны материальные затраты, основная и дополнительная заработная плата руководителя и инженера, затраты на социальные отчисления, накладные расходы. Бюджет затрат составил 10129 млн. рублей.

### 9.10 Оценка экономической эффективности разработки

Основными эксплуатационными затратами на ТЭС являются затраты на топливо. Эффект от внедрения рассмотренной разработки можно оценить по ранее рассчитанным удельным расходам условного топлива по выработке электроэнергии. Техничко-экономические показатели энергоблока до и после внедрения разработки представлены в таблице 33.

Таблица 33 – Показатели тепловой экономичности энергоблока до и после реконструкции

Показатель	До реконструкции		После реконструкции	
	Летний	Номинальный режим	Летний	Т-режим
$N_{ту}$ , МВт	85,47	60	94,88	74,49
$\eta_{э}^{ст бр}$	0,418	0,523	0,606	0,8011
$b_{э}^{ст бр}$ , г у. т./ (кВт · ч)	294,3	235,18	202,79	153,54
$Q_{т}$ , МВт	–	209,08	–	257,74
$b_{т}^{ст бр}$ , кг у. т./ГДж	–	38,06	–	34,12

В летнее время энергоблок работает в конденсационном режиме. Надстройка ГТУ в данном режиме обеспечивает уменьшение удельного расхода условного топлива на 91,51 г у.т./(кВт·ч) при одновременном увеличении электрической мощности на 10,87 %.

Определим оценочную себестоимость электроэнергии и тепла при переводе турбоустановки ПТ-60-130 в теплофикационный режим традиционным способом.

Годовая выработка электроэнергии

$$\mathcal{E}_{\text{год}} = \tau_{\text{к}} \cdot N_{\text{э}}^{\text{к}} + \tau_{\text{т}} \cdot N_{\text{э}}^{\text{т}}, \text{ ГВт} \cdot \text{ч}, \quad (9.10.1)$$

где  $\tau_{\text{к}} = 3000$  ч – число часов работы энергоблока в конденсационном режиме;

$\tau_{\text{к}} = 2500$  ч – число часов использования максимальной тепловой мощности.

$$\mathcal{E}_{\text{год}} = (3000 \cdot 85,58 + 2500 \cdot 60) \cdot 10^{-3} = 406,73 \text{ ГВт} \cdot \text{ч}. \quad (9.10.2)$$

Годовой отпуск тепла из отбора турбоагрегата

$$Q_{\text{год}} = \tau_{\text{т}} \cdot Q_{\text{т}}, \text{ ГДж}, \quad (9.10.3)$$

$$Q_{\text{год}} = 2500 \cdot 209,08 = 522700 \text{ МВт} \cdot \text{ч} = 1881720 \text{ ГДж}. \quad (9.10.4)$$

Топливные издержки на выработку электроэнергии

$$I_{\text{т}}^{\text{э}} = \left( b_{\text{э}}^{\text{ст бр к}} \cdot \tau_{\text{к}} \cdot N_{\text{э}}^{\text{к}} + b_{\text{э}}^{\text{ст бр т}} \cdot \tau_{\text{т}} \cdot N_{\text{э}}^{\text{т}} \right) \cdot \text{Ц}^{\text{у.т.}}, \text{ руб}, \quad (9.10.5)$$

где  $\text{Ц}^{\text{у.т.}} = 8742$  руб/т у.т. – цена условного топлива (принимается оценочно на основании анализа источников).

$$I_{\text{т}}^{\text{э}} = (294,3 \cdot 10^{-6} \cdot 3000 \cdot 85,47 \cdot 10^3 + 235,18 \cdot 10^{-6} \cdot 2500 \cdot 60 \cdot 10^3) \cdot 8742 = 9,689 \cdot 10^8 \text{ руб}. \quad (9.10.6)$$

Топливные издержки по производству теплоты

$$I_{\text{т}}^{\text{т}} = \left( b_{\text{т}}^{\text{ст бр}} \cdot \tau_{\text{т}} \cdot Q_{\text{т}} \right) \cdot \text{Ц}^{\text{у.т.}}, \text{ руб}, \quad (9.10.7)$$

$$I_{\text{т}}^{\text{т}} = (38,06 \cdot 10^{-3} \cdot 2500 \cdot 209,08 \cdot 3600 \cdot 10^{-3}) \cdot 8742 = 6,261 \cdot 10^8 \text{ руб}. \quad (9.10.8)$$

Суммарные топливные издержки

$$I_{\text{т}}^{\text{сумм}} = I_{\text{т}}^{\text{э}} + I_{\text{т}}^{\text{т}}, \text{ руб}, \quad (9.10.9)$$

$$I_T^{\text{сумм}} = 9,681 \cdot 10^8 + 6,261 \cdot 10^8 = 15,94 \cdot 10^8 \text{ руб.} \quad (9.10.10)$$

Доля топливных издержек на выработку электроэнергии от суммарных топливных издержек

$$K = \frac{I_T^{\text{э}}}{I_T^{\text{сумм}}}, \quad (9.10.11)$$

$$K = \frac{9,681 \cdot 10^8}{15,94 \cdot 10^8} = 0,607. \quad (9.10.12)$$

Издержки на топливо составляют 70 % от суммарных эксплуатационных издержек. Тогда суммарные эксплуатационные издержки

$$I^{\text{сумм}} = \frac{I_T^{\text{сумм}}}{0,7}, \text{ руб,} \quad (9.10.13)$$

$$I^{\text{сумм}} = \frac{15,94 \cdot 10^8}{0,7} = 22,77 \cdot 10^8 \text{ руб.} \quad (9.10.14)$$

Неэнергетические издержки

$$I' = I^{\text{сумм}} - I_T^{\text{сумм}}, \text{ руб,} \quad (9.10.15)$$

$$I' = 22,77 \cdot 10^8 - 15,94 \cdot 10^8 = 6,832 \cdot 10^8 \text{ руб.} \quad (9.10.16)$$

Неэнергетические издержки на выработку электроэнергии

$$I'^{\text{э}} = K \cdot I', \text{ руб,} \quad (9.10.17)$$

$$I'^{\text{э}} = 0,607 \cdot 6,832 \cdot 10^8 = 4,15 \cdot 10^8 \text{ руб.} \quad (9.10.18)$$

Неэнергетические издержки по производству теплоты

$$I'^{\text{т}} = (1 - K) \cdot I', \text{ руб,} \quad (9.10.19)$$

$$I'^{\text{т}} = (1 - 0,607) \cdot 6,832 \cdot 10^8 = 2,683 \cdot 10^8 \text{ руб.} \quad (9.10.20)$$

Суммарные годовые издержки на выработку электроэнергии

$$I_{\text{э}} = I_T^{\text{э}} + I'^{\text{э}}, \text{ руб,} \quad (9.10.21)$$

$$I_{\text{э}} = 9,681 \cdot 10^8 + 4,15 \cdot 10^8 = 13,83 \cdot 10^8 \text{ руб.} \quad (9.10.22)$$

Суммарные годовые издержки по производству теплоты

$$I_{\text{т}} = I_T^{\text{т}} + I'^{\text{т}}, \text{ руб,} \quad (9.10.23)$$

$$I_{\text{т}} = 6,261 \cdot 10^8 + 2,683 \cdot 10^8 = 8,944 \cdot 10^8 \text{ руб.} \quad (9.10.24)$$

Себестоимость вырабатываемой электроэнергии

$$C_{\text{э}} = \frac{I_{\text{э}}}{\text{Э}_{\text{год}}}, \text{руб/кВт} \cdot \text{ч}, \quad (9.10.25)$$

$$C_{\text{э}} = \frac{13,83 \cdot 10^8}{406,41 \cdot 10^6} = 3,403 \text{ руб/кВт} \cdot \text{ч}. \quad (9.10.26)$$

Себестоимость произведенной теплоты

$$C_{\text{т}} = \frac{I_{\text{т}}}{Q_{\text{год}}}, \text{руб/ГДж}, \quad (9.10.27)$$

$$C_{\text{т}} = \frac{8,944 \cdot 10^8}{1881720} = 475,315 \text{ руб/ГДж}. \quad (9.10.28)$$

Топливные издержки на единицу выработанной электроэнергии

$$I_{\text{э}}^* = \frac{I_{\text{т}}^{\text{э}}}{\text{Э}_{\text{год}}}, \text{руб/кВт} \cdot \text{ч}, \quad (9.10.29)$$

$$I_{\text{э}}^* = \frac{9,681 \cdot 10^8}{406,41 \cdot 10^6} = 2,382 \text{ руб/кВт} \cdot \text{ч}. \quad (9.10.30)$$

Топливные издержки на единицу произведенной теплоты

$$I_{\text{т}}^* = \frac{I_{\text{т}}^{\text{т}}}{Q_{\text{год}}}, \text{руб/ГДж}, \quad (9.10.31)$$

$$I_{\text{т}}^* = \frac{6,261 \cdot 10^8}{1881720} = 332,72 \text{ руб/ГДж}. \quad (9.10.32)$$

Далее определим оценочную себестоимость электроэнергии и тепла для варианта надстройки ГТУ с дополнительной паровой турбиной.

Годовая выработка электроэнергии

$$\text{Э}_{\text{год}} = \tau_{\text{к}} \cdot N_{\text{э}}^{\text{к}} + \tau_{\text{т}} \cdot N_{\text{э}}^{\text{т}}, \text{ГВт} \cdot \text{ч}, \quad (9.10.33)$$

$$\text{Э}_{\text{год}} = (3000 \cdot 94,88 + 2500 \cdot 74,49) \cdot 10^{-3} = 470,88 \text{ ГВт} \cdot \text{ч}. \quad (9.10.34)$$

Годовой отпуск тепла из отбора турбоагрегата

$$Q_{\text{год}} = \tau_{\text{т}} \cdot Q_{\text{т}}, \text{ГДж}, \quad (9.10.35)$$

$$Q_{\text{год}} = 2500 \cdot 257,74 = 644350 \text{ МВт} \cdot \text{ч} = 2319660 \text{ ГДж}. \quad (9.10.36)$$

Топливные издержки на выработку электроэнергии

$$I_{\text{т}}^{\text{э}} = \left( b_{\text{э}}^{\text{ст бр к}} \cdot \tau_{\text{к}} \cdot N_{\text{э}}^{\text{к}} + b_{\text{э}}^{\text{ст бр т}} \cdot \tau_{\text{т}} \cdot N_{\text{э}}^{\text{т}} \right) \cdot \text{Ц}_{\text{у.т.}}, \text{руб}, \quad (9.10.37)$$

$$I_{\text{т}}^{\text{э}} = (202,79 \cdot 10^{-6} \cdot 3000 \cdot 94,88 \cdot 10^3 + 153,54 \cdot 10^{-6} \cdot 2500 \cdot 74,49 \cdot 10^3) \cdot 8742 = 7,918 \cdot 10^8 \text{ руб}. \quad (9.10.38)$$

Топливные издержки по производству теплоты

$$И_T^T = (b_T^{ст\ бр} \cdot \tau_T \cdot Q_T) \cdot Ц^{у.т.}, \text{ руб.} \quad (9.10.39)$$

$$\begin{aligned} И_T^T &= (34,12 \cdot 10^{-3} \cdot 2500 \cdot 257,74 \cdot 3600 \cdot 10^{-3}) \cdot 8742 = \\ &= 6,919 \cdot 10^8 \text{ руб.} \end{aligned} \quad (9.10.40)$$

Суммарные топливные издержки

$$И_T^{сумм} = И_T^э + И_T^T, \text{ руб.} \quad (9.10.41)$$

$$И_T^{сумм} = 7,918 \cdot 10^8 + 6,919 \cdot 10^8 = 14,84 \cdot 10^8 \text{ руб.} \quad (9.10.42)$$

Доля топливных издержек на выработку электроэнергии от суммарных топливных издержек

$$K = \frac{И_T^э}{И_T^{сумм}}, \quad (9.10.43)$$

$$K = \frac{7,918 \cdot 10^8}{14,84 \cdot 10^8} = 0,534. \quad (9.10.44)$$

Издержки на топливо составляют 70 % от суммарных эксплуатационных издержек. Тогда суммарные эксплуатационные издержки

$$И^{сумм} = \frac{И_T^{сумм}}{0,7}, \text{ руб.} \quad (9.10.45)$$

$$И^{сумм} = \frac{14,84 \cdot 10^8}{0,7} = 21,2 \cdot 10^8 \text{ руб.} \quad (9.10.46)$$

Неэнергетические издержки

$$И' = И^{сумм} - И_T^{сумм}, \text{ руб.} \quad (9.10.47)$$

$$И' = 21,2 \cdot 10^8 - 14,84 \cdot 10^8 = 6,359 \cdot 10^8 \text{ руб.} \quad (9.10.48)$$

Неэнергетические издержки на выработку электроэнергии

$$И'^э = K \cdot И', \text{ руб.} \quad (9.10.49)$$

$$И'^э = 0,534 \cdot 6,359 \cdot 10^8 = 3,393 \cdot 10^8 \text{ руб.} \quad (9.10.50)$$

Неэнергетические издержки по производству теплоты

$$И'^T = (1 - K) \cdot И', \text{ руб.} \quad (9.10.51)$$

$$И'^T = (1 - 0,534) \cdot 6,359 \cdot 10^8 = 2,965 \cdot 10^8 \text{ руб.} \quad (9.10.52)$$

Суммарные годовые издержки на выработку электроэнергии

$$И_э = И'^э + И'^T, \text{ руб.} \quad (9.10.53)$$

$$I_{\text{э}} = 7,918 \cdot 10^8 + 3,393 \cdot 10^8 = 11,31 \cdot 10^8 \text{ руб.} \quad (9.10.54)$$

Суммарные годовые издержки по производству теплоты

$$I_{\text{т}} = I_{\text{т}}^{\text{г}} + I_{\text{т}}^{\text{т}}, \text{ руб,} \quad (9.10.55)$$

$$I_{\text{т}} = 6,919 \cdot 10^8 + 2,965 \cdot 10^8 = 9,884 \cdot 10^8 \text{ руб.} \quad (9.10.56)$$

Себестоимость вырабатываемой электроэнергии

$$C_{\text{э}} = \frac{I_{\text{э}}}{\text{Э}_{\text{год}}}, \text{ руб/кВт} \cdot \text{ч,} \quad (9.10.57)$$

$$C_{\text{э}} = \frac{11,31 \cdot 10^8}{470,88 \cdot 10^6} = 2,402 \text{ руб/кВт} \cdot \text{ч.} \quad (9.10.58)$$

Себестоимость произведенной теплоты

$$C_{\text{э}} = \frac{I_{\text{т}}}{Q_{\text{год}}}, \text{ руб/ГДж,} \quad (9.10.59)$$

$$C_{\text{э}} = \frac{9,884 \cdot 10^8}{2319660} = 426,11 \text{ руб/ГДж.} \quad (9.10.60)$$

Топливные издержки на единицу выработанной электроэнергии

$$I_{\text{э}}^* = \frac{I_{\text{т}}^{\text{э}}}{\text{Э}_{\text{год}}}, \text{ руб/кВт} \cdot \text{ч,} \quad (9.10.61)$$

$$I_{\text{э}}^* = \frac{7,918 \cdot 10^8}{470,88 \cdot 10^6} = 1,681 \text{ руб/кВт} \cdot \text{ч.} \quad (9.10.62)$$

Топливные издержки на единицу произведенной теплоты

$$I_{\text{т}}^* = \frac{I_{\text{т}}^{\text{г}}}{Q_{\text{год}}}, \text{ руб/ГДж,} \quad (9.10.63)$$

$$I_{\text{т}}^* = \frac{6,919 \cdot 10^8}{2319660} = 298,277 \text{ руб/ГДж.} \quad (9.10.64)$$

Доход от выработки тепловой и электрической энергии:

$$D_{\text{э}} = 4 \cdot 10^9 \text{ руб.} \quad (9.10.65)$$

Прибыль чистая:

$$П_{\text{ч}} = D_{\text{э}} - I_{\text{т}} - I_{\text{т}}^{\text{э}} = (40 - 9,884 - 7,918) \cdot 10^8 = 22,2 \cdot 10^8 \text{ руб.} \quad (9.10.66)$$

Срок окупаемости:

$$T_{\text{ок}} = \frac{K}{П_{\text{ч}} + 0,07 \cdot K}, \quad (9.10.67)$$

где  $K$  – капитальные вложения, руб.

Таким образом, при сроке окупаемости 8 лет, капитальные затраты должны составить:

$$K = \frac{T_{ок} \cdot Пч}{1 - 0,07 \cdot T_{ок}} = \frac{8 \cdot 22,2 \cdot 10^8}{1 - 0,07 \cdot 8} = 40,36 \cdot 10^9 \text{ руб.} \quad (9.10.68)$$

А при сроке окупаемости 4 года:

$$K = \frac{T_{ок} \cdot Пч}{1 - 0,07 \cdot T_{ок}} = \frac{4 \cdot 22,2 \cdot 10^8}{1 - 0,07 \cdot 4} = 12,33 \cdot 10^9 \text{ руб.} \quad (9.10.69)$$

Выводы по главе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. В ходе выполнения раздела «Финансовый менеджмент» был выполнен анализ конкурентоспособности. В ходе проведения данного анализа было выявлено, что подрядчик «Силовые машины» имеет преимущество над аналогами. Этого удалось достичь в первую очередь за счет надежности, безопасности и резервирования оборудования. В связи с чем реконструкция паровой турбины с помощью данного подрядчика является эффективным.

2. В процессе планирования научно-исследовательского проекта построен план управления научным проектом, определены виды работ, установлены даты начала и окончания работ и состав участников. Общее время работы над исследованием занимает 156 календарных дней, а само исследование поделено на 11 задач. При получении задания от руководителя 1.02.2021 инженер выполнит полностью проектирование к 06.07.2021.

3. При планировании технических работ была составлена ленточная диаграмма Гантта. Данная диаграмма позволяет оптимально спланировать время работы исполнителей проекта (научного руководителя и инженера).

4. При планировании бюджета рассчитаны материальные затраты на покупку оборудования, которые составили 8768 млн. рублей; материальные затраты на дополнительную турбину, которые составили 1365 млн. руб.; основная и дополнительная заработная плата руководителя и инженера – 2,734

млн. руб.; затраты на социальные отчисления – 825,68 тыс. руб; накладные расходы – 2,187 млн. руб. Бюджет затрат составил 10128 млн. рублей.

5. Также были определены показатели ресурсоэффективности, значения которых свидетельствуют о достаточно высокой эффективности реализации технического проекта. Внедрение проекта по реконструкции традиционной ТЭС в ПГУ-ТЭЦ обеспечивает уменьшение удельного расхода условного топлива на 91,51 г у.т./(кВт·ч) при одновременном увеличении электрической мощности на 10,87%, а также снижение себестоимости вырабатываемой электроэнергии на 29,4%, тепловой энергии – 10,4%.



## 10 Социальная ответственность

Целью магистерской диссертации является разработка математической модели расчета показателей эксплуатационной эффективности теплофикационной ПГУ, которая позволяет определять величины отпускаемой тепловой и электрической энергии, характеристики и энергетические показатели газотурбинной установки, эксплуатационные характеристики котла-утилизатора, характеристики и энергетические показатели паротурбинной установки, расход топлива, показатели тепловой и топливной эффективности.

Изучение режимов работы спроектированной ПГУ. В данном разделе ВКР производится анализ возможных опасных и вредных факторов при работе с ПГУ производственных условиях.

В процессе проведения научно-исследовательской работы студент осуществляет сбор и обработку информации, проектирует котел-утилизатор, согласно инструкциям по эксплуатации и в соответствии с утвержденной методикой работы.

Объектом исследования являются различные режимы работы полученной ПГУ

ПГУ включает в себя:

- ГТУ: SGT5-4000F фирмы Siemens (15 ступечатый осевой компрессор с регулируемым ВНА, кольцевой камерой сгорания, 24 горелочными устройствами, 4 ступенчатой газовой турбиной с охлаждающими лопатками) [20];
- ПТУ: паровая турбина ПТ-60-130 с конденсационной установкой и двумя регулируемые отборами пара, представляет собой двухцилиндровый одновальный агрегат [21];
- Спроектированный КУ.

Цель данного раздела – охрана окружающей среды и обеспечение производственной безопасности работника.

## **10.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

### **10.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства**

На должность машиниста-обходчика назначается лицо, имеющее среднее профессиональное образование без стажа работы или начальное профессиональное образование со стажем работы по специальности не менее 2 лет.

Персонал КТЦ должен [22]:

- изучить технологическую и эксплуатационную документацию на ПГУ в соответствии ПТЭ и ТБ;
- знать оборудование установки и правила его эксплуатации;
- знать правила и нормы охраны труда, техники безопасности, основы трудового законодательства Российской Федерации, производственной санитарии и противопожарной защиты.

При приеме на работу работником обязательно должно быть пройдено обучение и инструктаж по ТБ. Для получения допуска к самостоятельной работе необходимо:

- пройти проверку знаний инструкции по охране труда и первичный инструктаж на рабочем месте;
- освоить действующую инструкцию по оказанию первой помощи пострадавшим в связи с несчастными случаями;
- освоить инструктаж по применению средств индивидуальной защиты, необходимых для безопасного выполнения работ [23].

Человек работающий на ПГУ должен уметь оказывать первую помощь пострадавшим при несчастных случаях до прибытия медицинского персонала. Если несчастный случай происходит непосредственно с самим работником, то в зависимости от тяжести травмы должен уметь оказывать себе первую помощь и при необходимости обратиться за медицинской помощью в здравпункт. Весь персонал должен уметь воспользоваться аптечкой и знать ее местоположение.

При обнаружении неисправных приспособлений, инструментов и средств индивидуальной защиты работник обязан сообщить информацию непосредственному руководителю либо старшему по званию, в случае отсутствия первого.

Согласно ТБ и отраслевым нормам, всему персоналу, работающему на ПГУ, должны выдаваться следующие средства индивидуальной защиты:

- костюм хлопчатобумажный (на 12 мес.);
- рукавицы комбинированные (на 3 мес.);
- каска защитная;
- респиратор;

В зависимости от характера работ и условий их производства старшему машинисту котлотурбинного цеха бесплатно временно выдается дополнительная спецодежда и защитные средства для этих условий.

#### **10.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны исследователя**

В КТЦ должно быть энергоснабжение и приспособление для заземления электрооборудования.

В КТЦ загромождать подходы к щитам с противопожарным инвентарем и к пожарным кранам, а также использовать противопожарный инвентарь не по назначению не допускается. Безопасность работников должна быть обеспечена при возникновении пожара в любом месте объекта при проведении испытаний и измерений. Для обеспечения безопасности проведения работ должно предусматриваться применение рациональных режимов труда и отдыха с целью предотвращения монотонности, гиподинамики, чрезмерных физических и нервно-психических перегрузок.

Помещения, предназначенные для испытаний и измерений, должны удовлетворять требованиям санитарных норм и пожарной безопасности и обеспечивать возможность эвакуации персонала при пожарах и авариях.

Освещенность в производственных помещениях должна быть не менее:

- шкал средств измерений (испытаний) 150 лк;
- коммутационных аппаратов средств измерений (испытаний) 100 лк;
- объектов измерений (испытаний) 50 лк.

Входящие в конструкцию помещения специальные технические и санитарно-технические средства (ограждения, экраны, вентиляторы и др.) не должны препятствовать свободному перемещению персонала.

## 10.2 Производственная безопасность

### 10.2.1 Анализ вредных и опасных факторов, создаваемых объектом исследования в производственных условиях

Объект исследования –парогазовая установка. При работе человека с ПГУ организм подвергается ряду негативных факторов, приведенных в таблице 34.

Таблица 34 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работы			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
1. Психофизический фактор. Нервно-психические перегрузки	+	+	+	1. СанПиН 1.2.3685-21 Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания. [24]
2. Превышение уровня шума	+	+	+	1. ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности [25]
3. Отсутствие или недостаток естественного света	+	+	+	1. Свод правил СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. [26]
4. Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека	+	+	+	1. ГОСТ 12.1.030-81 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление. [27]

### Продолжение таблицы 34

5.Повышенная загазованность воздуха рабочей зоны	+	+	+	1. ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация [28]
6.Повышенная температура поверхностей оборудования	+	+	+	1. ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация [29]
7. Подвижные части технологического оборудования	+	+	+	1. ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности [30]

### **Психофизический фактор. Нервно-психические перегрузки**

Возникновение данного фактора при работе с ПГУ связано с длительным выполнением однообразных элементарных действий без воздействия на работника внешних раздражителей.

Влияние данного фактора может проявляться у персонала по-разному, от снижения внимательности и работоспособности до возникновения нервного расстройства, которое в будущем может перейти в тяжелое психическое заболевание.

Для снижения возможности возникновения психофизического фактора рекомендуется следовать специально разработанным требованиям:

- На рабочем месте следует соблюдать оптимальный рабочий темп и ритм, учитывающий нервно-психологическую и физическую нагрузку на персонал в течение проведения исследований/работ.
- Для уменьшения утомляемости работающих занятых монотонным трудом необходимо чередовать труд в период проведения исследований/работ с переходом работающих на другое рабочее место. Целесообразно также применять изменение рабочей позы (работа сидя и стоя) для персонала, что частично снимает нервно-психическое напряжение.
- Для психологической разгрузки работающих следует устраивать комнаты и уголки психологической разгрузки.

- Разработка и утверждение внутрисменного режима труда и отдыха применительно к условиям труда. [24].

### **Превышение уровня шума**

При проведении испытаний ПГУ в условиях производства источником шума являлась работа сетевых и питательных насосов.

Шум на рабочем месте оказывает раздражающее влияние на работника, повышает его утомляемость, а при выполнении задач, требующих внимания и сосредоточенности, способен привести к росту ошибок и увеличению продолжительности выполнения задания. Длительное воздействие шума влечет тугоухость работника вплоть до его полной глухоты. Воздействие данного фактора на персонал было допустимым и не требовало применения средств шумоподавления (беруши, защитные наушники). Согласно ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности эквивалентный уровень звука не должен превышать 50 дБА.

Показатели, по наблюдениям которых можно было бы судить о степени безопасности текущего шумового воздействия на работника, в идеале должны удовлетворять следующим требованиям:

- быть тесно коррелированными с возможным появлением у работника в будущем (после выработки фиксированного стажа работы по данной профессии) профессионального заболевания или с получением им акустической травмы;
- быть легко определяемыми с достаточной точностью с помощью находящихся в обращении технических средств.

### **Отсутствие или недостаток естественного света**

Испытания ПГУ в условиях производства иногда проводятся в ночное время суток при недостаточном естественном освещении. В данном случае естественное освещение боковое. Причиной недостаточного естественного освещения является малое количество оконных проемов и их размер.

Коэффициент естественной освещенности (КЕО) – отношение естественной освещенности, создаваемой в некоторой точке заданной плоскости внутри помещения светом неба (непосредственным или после отражений), к одновременному значению наружной горизонтальной освещенности, создаваемой светом полностью открытого небосвода; выражается в процентах [26].

### **Электроопасность**

В КТЦ источником воздействия является генератор газовой и паровой турбин.

Опасное и вредное воздействие на людей электрического тока, электрической дуги и электромагнитных полей проявляется в виде электротравм и профессиональных заболеваний.

Действие электрического тока на живую ткань носит разносторонний характер. Проходя через тело человека, электрический ток производит термическое, электролитическое, механическое и биологическое воздействие.

Организационные мероприятия, обеспечивающие безопасность использования электроэнергии, включают в себя:

- правильный подбор персонала, обслуживающего электроустановки (запрещение использования труда лиц моложе 18 лет, а также не обученных и не прошедших медицинское освидетельствование для работы данного вида);
- применение устройств (предохранителей, отключающих реле и т. п.) защиты электроустановок и сетей от перегрузок, а также токов коротких замыканий;
- обучение правилам безопасности при обслуживании электроустановок, т. е. проведение специального обучения для выполнения работ с повышенной опасностью, аттестации, инструктажей по безопасности труда, разработка и издание инструкций по охране труда, применение средств пропаганды правил электробезопасности (плакатов, видеофильмов и пр.);

Изолирующие защитные средства имеют изоляцию, способную длительно выдерживать рабочее напряжение электроустановки, обеспечивая безопасность человека при контакте с токоведущими частями.

### **Повышенная загазованность воздуха рабочей зоны**

Воздушная среда в помещениях КТЦ, в которой содержатся вредные вещества в виде пыли и газов, оказывает непосредственное влияние на безопасность труда. Воздействие пыли и газов на организм человека зависит от их ядовитости (токсичности) и концентрации в воздухе производственных помещений, а также времени пребывания человека в этих помещениях.

Являясь вредным производственным фактором, пыль и газы оказывают негативное воздействие на здоровье человека. В большом количестве пыль образуется при выполнении работ по техническому обслуживанию и ремонту подвижных частей оборудования.

Для снижения влияния загазованного воздуха на организм человека требуется проводить следующие мероприятия:

- Обеспечение рабочих средствами индивидуальной защиты, предохраняющими кожу, спецодеждой [31], защиты органов дыхания [32], рукавицами;
- Не допускать к работе лиц, не имеющих средств индивидуальной защиты, соответствующих характеру производственных процессов;
- Наложение на лицо и руки защитных мазей, кремов, предотвращающих раздражение кожи и облегчающие ее очистку [33];
- В бытовых помещениях КТЦ установка приточно-вытяжной вентиляции.

### **Повышенная температура поверхностей оборудования**

Повышенная температура поверхностей оборудования, изделий. Действие фактора – контакт с горячей (свыше 45 град. С) поверхностью может вызвать ожоги незащищенных участков тела



Длительное воздействие высокой температуры, особенно в сочетании с повышенной влажностью, может привести к значительному накоплению тепла в организме (гипертермии). При гипертермии наблюдается головная боль, тошнота, рвота, временами судороги, падение артериального давления, потеря сознания.

Мероприятия по снижению данного фактора:

- Применение перчаток, рукавиц, специальных держателей [31];
- Тепловая изоляция трубопроводов в соответствии [34];
- Экранирование источников излучения или рабочих мест;
- Общеобменная вентиляция или кондиционирование.

### **Подвижные части технологического оборудования**

Движущиеся машины и механизмы (автомобильный транспорт, монтажные краны,); незащищенные подвижные части производственного оборудования; передвигающиеся изделия, заготовки, материалы; разрушающиеся конструкции – эти все факторы имеют место быть в цеху.

Данный фактор воздействует на человека при производстве работ подготовительного периода, работ по ремонту и монтажу оборудования. При влиянии на персонал КТЦ фактор может вызвать: травмы, переломы, сотрясения, ушибы и т.п.

Мероприятия по предупреждению:

- Все машины и механизмы должны двигаться по заранее разработанным схемам, на территории устанавливаются соответствующие дорожные знаки (если это автомобили) и предупредительная сигнализация [35];
- Установка ограждающих устройств (защитные, сигнальные и защитно-охранные) [35];
- Средства индивидуальной защиты [31].

### **10.2.2 Расчет искусственного освещения**

Основной задачей диспетчерской является оперативное планирование и регулирование производственного процесса и других видов деятельности ТЭС. Целями системного оператора является обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России с соблюдением нормативных показателей качества электроэнергии.

Правильно спроектированное и рационально выполненное освещение диспетчерской оказывает положительное воздействие на работающих, способствует повышению эффективности и безопасности труда, снижает утомление и травматизм, сохраняет высокую работоспособность.

Основной задачей светотехнических расчётов для искусственного освещения является определение требуемой мощности электрической осветительной установки для создания заданной освещённости.

Параметры диспетчерской:

Длина диспетчерской составляет  $A = 15$  м;

Ширина диспетчерской составляет  $B = 10$  м;

Высота диспетчерской составляет  $H = 4$  м;

Высота рабочей поверхности:  $h_{pp} = 0,8$  м;

Коэффициент отражения стен  $R_c = 30$  %, потолка  $R_{п} = 50$  %.

Коэффициент запаса  $k = 1,5$ , коэффициент неравномерности  $Z = 1,1$  [42].

Выбираем светильники типа ШОД,  $\lambda = 1,1$ .

Приняв высоту свеса светильников  $h_c = 0,5$  м, определяем расчетную высоту:

$$h = H - h_c - h_{pp} = 4 - 0,5 - 0,8 = 2,7 \text{ м.} \quad (10.2.1.1)$$

Расстояние между светильниками:

$$L = h \cdot \lambda = 1,7 \cdot 1,1 = 2,97 \text{ м.} \quad (10.2.1.2)$$

Расстояние от крайнего ряда светильников до стены:

$$L/3 = 2,97/3 = 0,99 \text{ м.} \quad (10.2.1.3)$$

Количество рядов светильников с люминесцентными лампами:

$$n_{\text{ряд}} = \frac{\left(B - \frac{2}{3}L\right)}{L} + 1 = \frac{\left(10 - \frac{2}{3} \cdot 2,97\right)}{2,97} + 1 \approx 4. \quad (10.2.1.4)$$

Количество светильников с люминесцентными лампами:

$$n_{\text{св}} = \frac{\left(A - \frac{2}{3}L\right)}{l_{\text{св}} + 0,5} = \frac{\left(15 - \frac{2}{3} \cdot 2,97\right)}{1,228 + 0,5} \approx 8. \quad (10.2.1.5)$$

Размещаем светильники в четыре ряда. В каждом ряду можно установить 8 светильников типа ШОД мощностью 2x40 Вт (с длиной 1,228 м), при этом разрывы между светильниками в ряду составит 0,5 м.

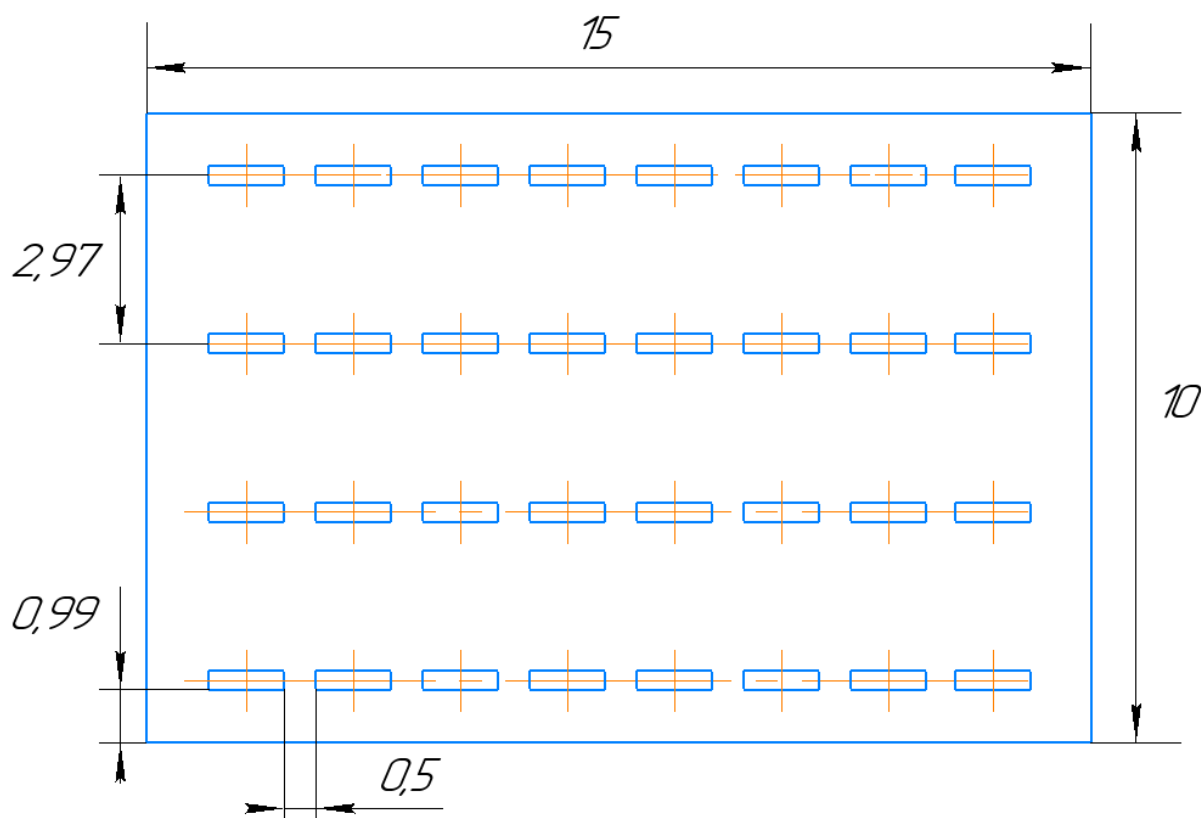


Рисунок 42 – План помещения и размещения светильников с люминесцентными лампами

Общее число светильников с люминесцентными лампами в помещении:

$$N_{\text{св}} = n_{\text{ряд}} \cdot n_{\text{св}} = 4 \cdot 8 = 32. \quad (10.2.1.6)$$

Учитывая, что в каждом светильнике установлено две лампы, общее число люминесцентных ламп в помещении:

$$N_{\text{л}} = n_{\text{л}} \cdot N_{\text{св}} = 2 \cdot 32 = 64. \quad (10.2.1.7)$$

Индекс помещения:

$$i = \frac{S}{h(A + B)} = \frac{150}{1,7 \cdot (15 + 10)} = 2,22. \quad (10.2.1.8)$$

Коэффициент использования светового потока:

$$\eta = 0,45. \quad (10.2.1.9)$$

Световой поток лампы:

$$\Phi = \frac{E_H \cdot S \cdot K_3 \cdot Z}{N_L \cdot \eta} = \frac{300 \cdot 150 \cdot 1,5 \cdot 1,1}{64 \cdot 0,5} = 2580, \quad (10.2.1.10)$$

где  $E_H = 300$  лк;  $S = A \cdot B = 15 \cdot 10 = 150 \text{ м}^2$ ;  $K_3 = 1,5$ ;  $Z = 1,1$ ;  $\eta = 0,5$ .

Выбираем ближайшую стандартную лампу – ЛХБ 40 Вт с потоком 2700 лм. Делаем проверку выполнения условия:

$$-10\% \leq \frac{2700 - 2580}{2700} \leq +20\%. \quad (10.2.1.11)$$

$$-10\% \leq 4,5\% \leq +20\%. \quad (10.2.1.12)$$

Электрическая мощность осветительной установки:

$$P = N_L \cdot N = 64 \cdot 40 = 2560 \text{ Вт}. \quad (10.2.1.13)$$

Таким образом, в данном подразделе проведен анализ вредных и опасных факторов, создаваемых объектом исследования в производственных условиях. Так же проведен расчет искусственного освещения.

### 10.3 Экологическая безопасность

Атмосфера. Воздействие проекта на качество воздуха предполагается на стадиях пуско-наладочных работ и эксплуатации, и оно будет контролироваться посредством мер смягчения последствий и постоянного мониторинга.

Должны соблюдаться требования нормативных актов, регулирующих отношения в области охраны атмосферного воздуха.

На ТЭС разрабатываются и выполняются мероприятия:

- по организации производственного экологического контроля;
- по регулированию выбросов вредных веществ в атмосферный воздух при неблагоприятных метеорологических условиях;
- по проверке эффективности работы газоочистного оборудования.

Гидросфера. Вода на ПГУ используется на технические и хозяйственно-питьевые цели.

Вода хозяйственно-питьевого назначения применяется для питьевых нужд и подпитки теплосети, поступает на ПГУ от водопровода. На производственные нужды станции вода забирается из рек и расходуется на:

- охлаждение конденсаторов турбин;
- охлаждение вспомогательного оборудования турбин и энергоблоков;
- нужды водоподготовительной установки (собственные нужды и подпитка котлов парового цикла);
- нужды производства (полив территории, противопожарный водопровод, мытье производственных помещений и т.д.).

Основным источником загрязнения поверхностных водотоков является оборудование водоподготовительных установок. Система водоподготовки включает в себя обессоливающую установку; установку натрий-катионирования, установку конденсатоочистки, установку приготовления воды для подпитки тепловых сетей в ХВО.

Должны соблюдаться требования нормативных актов, регулирующих отношения в области охраны водных ресурсов.

Литосфера. Почвенные растворы отличаются избытком ионов кальция, сульфатов и карбонатов, последние накапливаются в продолжительное сухое время года и увеличиваются за счет выбросов и сбросов ТЭС. В элементном составе почвы обнаруживают не только повышенное содержание кальция, серы, но и железа. Эти элементы могут связывать токсичные вещества, присутствующие в выбросах ТЭС.

По загрязнению почв, грунтов и растительности тяжелыми металлами площадку ТЭС можно отнести к зоне с напряженной экологической ситуацией.

При этом должны соблюдаться требования нормативных правовых актов, регулирующих отношения в области охраны земельных ресурсов и недр соответствии с законами.

При эксплуатации ТЭС должна вестись работа по охране земель от загрязнения, а также обеспечиваться рекультивация деградированных и загрязненных земель.

#### **10.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Возможными ЧС в производственном помещении являются поражение электрическим током и пожар.

Пожарная профилактика представляет собой комплекс организационных и технических мероприятий, направленных на обеспечение безопасности людей, на предотвращении пожара, ограничение его распространения, а также создание условий для успешного тушения пожара. Для профилактики пожара чрезвычайно важна правильная оценка пожароопасности здания, определение опасных факторов и обоснование способов и средств пожар предупреждения и защиты.

Одно из условий обеспечения пожаробезопасности – ликвидация возможных источников воспламенения.

В производственном помещении источниками воспламенения могут быть неисправное электрооборудование, неисправности в электропроводке, электрических розетках и выключателях.

Для исключения возникновения пожара по этим причинам необходимо вовремя выявлять и устранять неисправности, проводить плановый осмотр и своевременно устранять все неисправности и неисправные электроприборы.

В целях уменьшения вероятности возникновения пожара вследствие короткого замыкания необходимо, чтобы электропроводка была скрытой.

В летний период во время грозы возможно попадание молнии вследствие чего возможен пожар. Во избежание этого рекомендуется установить на крыше здания молниеотвод.

В случае возникновения пожара необходимо отключить электропитание, вызвать по телефону пожарную команду, эвакуировать людей

из помещения согласно плану эвакуации и приступить к ликвидации пожара огнетушителями.

При наличии небольшого очага пламени можно воспользоваться подручными средствами с целью прекращения доступа воздуха к объекту возгорания.

На случай возникновения ЧС производственные помещения должны быть оснащены планами эвакуации. План эвакуации (ПЭ) согласно ГОСТ Р 12.2.143-2009 – документ в котором указываются, эвакуационные, аварийные пути, выходы, определяются алгоритм действий при любом ЧП в т.ч. пожаре. Также на ПЭ обозначается размещение огнетушителей.

К организационным мероприятиям относится проведение противопожарного инструктажа раз в год. Необходимо знать план эвакуации на случай ЧС.

Технические мероприятия предполагают монтаж и эксплуатацию электроустановок в соответствии с правилами устройства электроустановок. Обязательным является наличие противопожарной сигнализации, которая при срабатывании осуществит оперативное оповещение людей о необходимости эвакуации. Помещение должно быть оборудовано такими противопожарными средствами, как огнетушители. Углекислотные огнетушители ОУ-2 предназначены для тушения загораний различных веществ, за исключением тех, горение которых происходит без доступа воздуха, а также электроустановок, находящихся под напряжением до 1000В. Порошковые огнетушители ОП-10 предназначены для тушения нефтепродуктов, электроустановок, находящихся под напряжением до 1000В [36].

### **Заключение к разделу**

В данном разделе были рассмотрены основные требования, предъявляемые к рабочему месту, выполнение которых необходимо для обеспечения безвредного и безопасного рабочего процесса.

Были выявлены вредные и опасные факторы, возникающие при работе. Проанализированы нормативные показатели, было проведено сравнение требуемых значений с текущими.

Приведены рекомендации по минимизации влияния производственных факторов.

Проанализировано воздействия на экологию и обозначены проблемы утилизации отходов.

Из проведенного анализа можно сделать вывод, что рабочее место соответствует всем требованиям нормативных документов производственной безопасности и охраны труда.



## **Заключение**

Внедрение газотурбинных установок с котлами-утилизаторами на действующих станциях позволяет снизить удельные расходы топлива на выработку электроэнергии и наиболее простым способом модернизировать энергетику.

По результатам выпускной квалификационной работы можно сделать следующие выводы:

Предложена методика определения показателей тепловой экономичности ПГУ-ТЭЦ.

Разработана математическая модель и алгоритм расчета ПГУ-ТЭЦ, на основании которых написана программа определения показателей эффективности.

Проведен анализ по влиянию проектной температуры наружного воздуха на годовые характеристики и экономическую эффективность внедрения котла-утилизатора. На основании полученных результатов исследований выработаны рекомендации по выбору проектного режима котла-утилизатора.

Представлен анализ влияния температуры наружного воздуха на годовые и технико-экономические показатели работы ГПУ-ТЭЦ.

Выработаны рекомендации по выбору оптимальных параметров пара.

На основании проведенных исследований определены технико-экономические показатели эффективности ПГУ-ТЭЦ с дополнительной турбиной на базе ГТУ SGT5-4000F при различных температурных условиях.

Разработана схемное решение ПГУ-ТЭЦ для комбинированной выработки тепловой и электрической энергии. Стоит обратить внимание на годовой отпуск тепловой энергии. Разработанная схема ПГУ-ТЭЦ с дополнительной турбиной прирост годового отпуска тепловой энергии на 14,59% от нагрузки сетевых подогревателей в одноступенчатом исполнении (с 557,79 до 639,14 тыс. Гкал).

Предложенная математической модель и алгоритм расчета тепловой схемы ПГУ-ТЭЦ может послужить основой для дальнейшего анализа работы ПГУ-ТЭЦ.

## Список используемых источников

1. Яковлев, Б. В. Эффективность современных энергоустановок ТЭС / Б. В. Яковлев, А. С. Гринчук. Энергетика. (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ). – 2007. – № 1. – с. 41 – 51.
2. Резник Н. И. Котлы-утилизаторы АО «Красный котельщик» для парогазовых и газотурбинных установок. Н. И. Резник, В. В. Иваненко. Теплоэнергетика. – 2003. – № 11. – с. 51 – 53.
3. Чепурной М.Н. Газотурбинная надстройка энергоблоков К–300–240/ М. Н. Чепурной, С. И. Ткаченко, Н. В. Резидент. Вестник НТУ «ХПИ». Серия: Энергетические и теплотехнические процессы и оборудование. – М.: НТУ «ХПИ», 2013. – № 12 (986). – с. 63 – 68.
4. Березинец П.А. Газотурбинная надстройка блока 300 МВт Костромской ГРЭС//Электр.станции. – 1999. – №7. с. 64–72.
5. Economic efficiency of a gas-turbine topping for steam reheating at heating turbo-installations [Electronic resource] / O. Yu. Romashova [et al.] // MATEC Web of Conferences. – 2017. – Vol. 91: Smart Grids 2017. – [01009, 5 p.].
6. Economical operation of gas turbine topping at thermal power plant [Electronic resource] / Ya. A. Zaugol'nikova [et al.] // Энергетика: эффективность, надежность, безопасность: материалы XXI Всероссийской научно-технической конференции, 2–4 декабря 2015 г., Томск в 2 т. / Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ) [и др.] ; ред. кол. В. В. Литвак [и др.]. – Т. 1. – [С. 255–257].
7. Схема теплоснабжения Санкт-Петербурга на период до 2033 года (актуализация на 2019г.). Книга 5 – Мастер план. – Спб., 2018.
8. Электронная каталог: Компания ПАО «ОГК-2». HTML: <https://www.ogk2.ru/>.
9. Рыжкин В.Я. Тепловые электрические станции: Учебник для теплоэнерг. спец. вузов. — М.-Л.: Энергия, 1967. — 400 с.

10. Электронная энциклопедия: Развитие теплоэнергетики и гидроэнергетики. Энергетика: история, настоящее и будущее. HTML: <https://energetika.in.ua/ru>.
11. Парогазовые установки электростанций: учебное пособие для вузов / А.Д. Трухний. – М.: Издательский дом МЭИ, 2013. – 648 с.: ил.
12. Соколов Е.Я. Теплофикация и тепловые сети: Учебник для вузов. – 6-е изд., перераб. – М.: Издательство МЭИ, 1999. – 614 с.
13. РД 34.30.711 Типовая нормативная характеристика турбоагрегата ПТ-60-130-13 ЛМЗ.
14. Диаграмма режимов ГТУ SGT5-4000F. – Кириши, 2014 – 83 с.
15. Инструкция по эксплуатации ГТУ SGT5-4000F. – Кириши, 2014 – 190с.
16. Описание работы Киришской ГРЭС. – Кириши, 2014.
17. Электронная ресурс: Siemens. HTML: [https:// new.siemens.com/](https://new.siemens.com/).
18. Расчет тепловой схемы ПГУ-ТЭС утилизационного типа: учебно-методическое пособие / Макаревич Е.В. – М.: Издательский дом МЭИ, 2007.
19. Гаврикова Н.А. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: учебно-методическое пособие / Н.А. Гаврикова, Л.Р. Тухватулина, И.Г. Видяев, Г.Н. Серикова, Н.В. Шаповалова; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 73 с.
20. Инструкция по эксплуатации ГТУ SGT5-4000F при ее работе в составе энергоблока ПГУ-800 Киришской ГРЭС — Кириши, 2012.
21. Электронная энциклопедия: Блог об энергетике, энергетика простыми словами. HTML: <https://energoworld.ru>.
22. РД 34.03.251-93 «Типовая инструкция по охране труда для машиниста-обходчика по турбинному оборудованию».
23. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018).

24. СанПиН 1.2.3685-21 Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания.
25. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
26. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95\* (с Изменением N 1).
27. ГОСТ 12.1.030-81 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление (с Изменением N 1).
28. ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация (с Поправкой).
29. ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация (с Поправкой).
30. ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
31. ГОСТ 12.4.103-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Одежда специальная защитная, средства индивидуальной защиты ног и рук.
32. ГОСТ 12.4.034-2017 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органов дыхания. Классификация и маркировка.
33. СП 12.4.011-89 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
34. СП 61.13330.2012 Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов. Актуализированная редакция СНиП 41-03-2003 (с Изменением N 1).
35. ГОСТ 17581-72 Знаки сигнальные механические флажкового типа средств предупреждения. Конструкция, размеры и технические требования.
36. Правила устройства электроустановок. Шестое издание, переработанное и дополненное, с исправлениями, 2002.
37. Федеральный закон от 21 декабря 1994 г. № 68-ФЗ. О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера (с изменениями и дополнениями).

38. Федеральный закон от 28.12.2013 N 426-ФЗ (ред. от 01.05.2016) «О специальной оценке условий труда».
39. Типовая инструкция по охране труда при проведении электрических измерений и испытаний /Межотраслевые типовые инструкции / ТИ Р М-074-2002 (электронный ресурс). Режим доступа: свободный. URL: <http://aquagroup.ru/normdocs/2200/> (дата обращения: 21.03.2021).
40. СТО 70238424.29.160.20.005-2009 «Турбогенераторы серии ТВФ. Групповые технические условия на капитальный ремонт. Нормы и требования».
41. Нормативы удельных выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от котельных установок. Учебно-методическое пособие ОАО «ВТИ» — Москва, 2013.
42. Справочная книга для проектирования электрического освещения / Под ред. Г.М. Кнорринга. – СПб.: Энергоатомиздат, 1992. – 448 с.

## Приложение А

(обязательное)

Раздел

Analysis of the use of combined-cycle technologies for thermal power plant

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5БМ92	Ринчинов Баир Гармаевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент НОЦ И.Н. Бутакова	Ромашова Ольга Юрьевна	к.т.н., доцент		

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Шатохина Анастасия Олеговна	к.ф.н.		

# 1. Gas turbine adjacent accommodation at thermal power plants

## Introduction

There is a large number of thermal schemes using a gas turbine adjacent accommodation that differ exactly in the way of utilization of the thermal energy of gas turbine (GT) waste gases [1]. In this part we will consider types of GT adjacent accommodation, which are implemented at operating Thermal Power Plants (TPP) and make a comparison of the various schemes to determine required technical and economic parameters before and after reconstruction.

### 1.1 Combined-Cycle Power Plant of the discharge type

The combined cycle power plants (CCPPs) of the discharge type are often introduced at operating TPPs. In Moldavskaya GRES one of the first national CCPPs consists of 2 plants with 250 units. Gas temperature is 770 ° C and the temperature of the exhaust gases is 440 ° C. The waste gases from the gas turbine unite (GTU) are discharged into the steam boiler TME–213, which operates on gas (it is possible to use fuel oil for boiler operation). The steam boiler generates steam with the following parameters: initial pressure 13,7 MPa, temperature of the main steam and reheated steam 545 ° C. The station has a turbo unit K–210–12,8–3 produced by Leningrad Machine-Building Plant with electrical power of 215 MW [2].

The calculated values of technical and economic parameters of power units № 11 and 12 of Moldavskaya GRES are presented in Table A.1.

Table A.1 – The calculated technical and economic parameters of power units № 11 and 12 of Moldavskaya GRES [2]

Characteristics	STP (unit №11/12)	CCPP (unit №11/12)
Gross efficiency of a boiler, %	93,7 / 94,4	97,7
Net efficiency of a boiler, %	87,2 / 87,9	86,0
Gross efficiency of a steam turbine, %	42,5 / 42,9	41,9
Net efficiency of a steam turbine, %	42,4 / 42,5	41,5
Gross efficiency of energy unit, %	39,3 / 39,9	40,8
Net efficiency of energy unit, %	36,5 / 36,9	38
Specific reference fuel consumption for electric supply, g/(kW·h)	337 / 333	323



## **1.2 CCPP with a parallel scheme**

CCPP with a parallel scheme is another common type. One of these schemes was implemented at the «Altbach–Deizisau» TPP in Germany.

Gas turbine V64–3A produced by Siemens with a power of 64,8 MW is used in Germany. The waste gases of the GT enter heat recovery steam generators (HRSG), in which two heating surfaces are installed [2]:

1. Condensate gas heater, used to heat condensate with a temperature of 60°C;
2. Feed water gas heater, in which part of the feed water coming from the deaerator is heated.

The fuel of the steam boiler is coal.

Steam formed (5,8MPa, 540°C) at the HRSG, is used for mixing with secondary reheated steam and is sent to a steam turbine. The received efficiency of this reconstruction is 43,5 %.

## **1.3 CCPP with utilization scheme**

Another type that has recently gained in popularity is the CCPP with a utilization scheme. Power-generating unit №6 of «Kirishskaya» GRES is an example of a utilization scheme. It was reconstructed and converted from a conventional steam turbine plant (STP) with a turbo unit K–300–23,5–1 into CCPP of utilization type [3].

The new power unit includes two GT SGT5–4000F manufactured by Siemens AG, two HRSG EP–258/310/35–15,0/3,14/0,44–540/535/263, a steam turbine K–245–13,3.

Electrical power of GT is 301 MW, its electrical efficiency makes 39,5 %, waste gas has a temperature of 556 °C, gas flow rate is 726 kg/s.

High pressure steam is 15 MPa, 540 °C, medium pressure steam is 3,55 MPa, 345 °C, low pressure steam is 0,44 MPa, 260°C. They are produced in HRSG. Pressure 3,14 MPa and temperature 540 °C are parameters of the reheated steam.

The maximum power of the steam turbine is 245 MWt, its gross electrical efficiency constitutes 36,3 %. Technical and economic parameters of the energy unit are presented in Table A.2.

Table A.2 – Technical and economic parameters of the power unit № 6 at «Kirishskaya» GRES [3]

Characteristics	Before reconstruction	After reconstruction
Electrical power, MW	300	808
Gross electrical efficiency, %	39,1	54,6
Unit demand, %	2,9	1,4
Net equivalent fuel flow rate, gof/(kW·h)	324	228

### **Conclusion**

According to the analysis of different power plants, it can be concluded that the reconstruction leads to the increase of plant efficiency. The modernization of existing power units at CCPP is the most economically viable. The conversion of the existing energy units into CCPP using a GT adjacent accommodation can be realized by means of three types of schemes: CCPP of a discharge type, CCPP with a parallel scheme of operation (or with a semi-independent operating scheme), CCPP of utilization scheme. However, it is necessary to use the employed steam turbine.

The greatest increase in the efficiency demonstrates CCPP with utilization scheme (30 %), next is CCPP of a discharge type (7 %). Parallel scheme is the least efficient (5 %) [4].

The choice of a particular scheme requires a feasibility study, namely, fuel used, the condition of the equipment and the required power.

## **2 Comparison of GT adjacent accommodation with displacement of steam reheating and regeneration**

### **Introduction**

Technical re-equipment and modernization of existing thermal power plants with implementation of combined-cycle technologies leads to significant reduction in specific consumption of reference fuel for power generation. At the same time, indices of TPPs thermal efficiency after modernization are mainly determined by adopted technical solutions [1, 5–7].

Along with the most efficient, but also more costly option for constructing new modern combined cycle power plants at the site of an old TPP, there is a transition to CCPP with application of operating stations equipment. In principle, there are two options: installation of gas turbine and HRSG in existing building with dismantling of existing steam boiler; integration of GT into the thermal scheme of steam-power unit (at coal-fired power plants where natural gas is used as the second fuel). In many cases, option 2 is more preferable, since it allows full utilization of existing plant infrastructure and reduction of investment costs.

There are three possibilities in principle for integrating GT in cycle arrangement: application of GT exhaust gases as oxidizer for fuel combustion in steam boiler; inclusion of GT in a parallel scheme for production of steam in HRSG with its further supply to steam line along with the working fluid of steam boilers; the use of GT exhaust gases warmth for heating of feed water and condensate.

Schemes with heating of feed water and condensate in HRSG are most widespread and have been called GT adjacent accommodation with displacement of regenerative heating [8–10]. Disadvantage of such modernization for TPPs is a significant deterioration of steam turbine plant (STP) thermal efficiency: the share of heat losses in condenser increases, consumption of main steam decreases compared to

the nominal value due to limitation of steam passage to condenser with corresponding drop of STP electrical power.

Possibility of using alternative option to the displacement of regenerative heating is analyzed in this paper: application of heat recovery steam generators thermal power for reheating of working medium that has passed steam turbine.

## **2.1 HRSG options for displacing steam reheating and regeneration**

Thermal efficiency of CCPP schemes with displacement of steam reheating and regenerative heating from steam-turbine part for different options of HRSG heat application is compared: scheme 1 (Figure A.1) – displacement of steam reheating from steam boiler; scheme 2 (Figure A.2) – partial displacement of regenerative heating (high-pressure heaters); scheme 3 (Figure A.3) – displacement of steam reheating with partial displacement of regenerative heating; scheme 4 (Figure A.4) – complete displacement of regenerative heating.

As an example, CCPP calculations are applied to steam-turbine power unit with steam reheating, for which the initial data is presented in Table A.3. For the initial scheme (scheme 1), efficiency of electricity production is 43 %, thermal load of steam reheating is  $Q_{sr} = 39$  MW, thermal load of high-pressure heaters (HPHs) is assumed equal to  $Q_{sr}$ , thermal load of low-pressure heaters (LPHs) is 27 MW, steam flow to condenser is 55,7 kg/s.

Table A.3 – Initial data for STP scheme calculation

parameters of the main steam		parameters of reheated steam		deaerator pressure	temperature of feed water	pressure in the extraction for low-pressure heater	condenser pressure	electrical power	heating in deaerator
$P_0$	$t_0$	$P_{sr}$	$t_{sr}$	$P_d$	$t_{fw}$	$P_{ex}^{lp}$	$P_c$	$N_E$	$\Delta t_d$
MPa	°C	MPa	°C	MPa	°C	MPa	MPa	MW	°C
14	550	2,1	550	0,6	260	0,44	0,005	100	10

Additional initial data for calculation is taken from the prototype – GT Siemens V 64.3A: exhaust gas temperature is 571°C, gas temperature before GT is 1315 °C, compression ratio in compressor is 16,2 [4]. In all options pressures in the steam tapping are recalculated using Stodola–Flugel dependence according to the methods of STP variable-load operation. Passage of steam through the last stages is maintained equal to its value in the initial scheme.

For scheme 1, thermal power of HRSG is considered equal to the thermal load of steam reheating in the initial scheme.

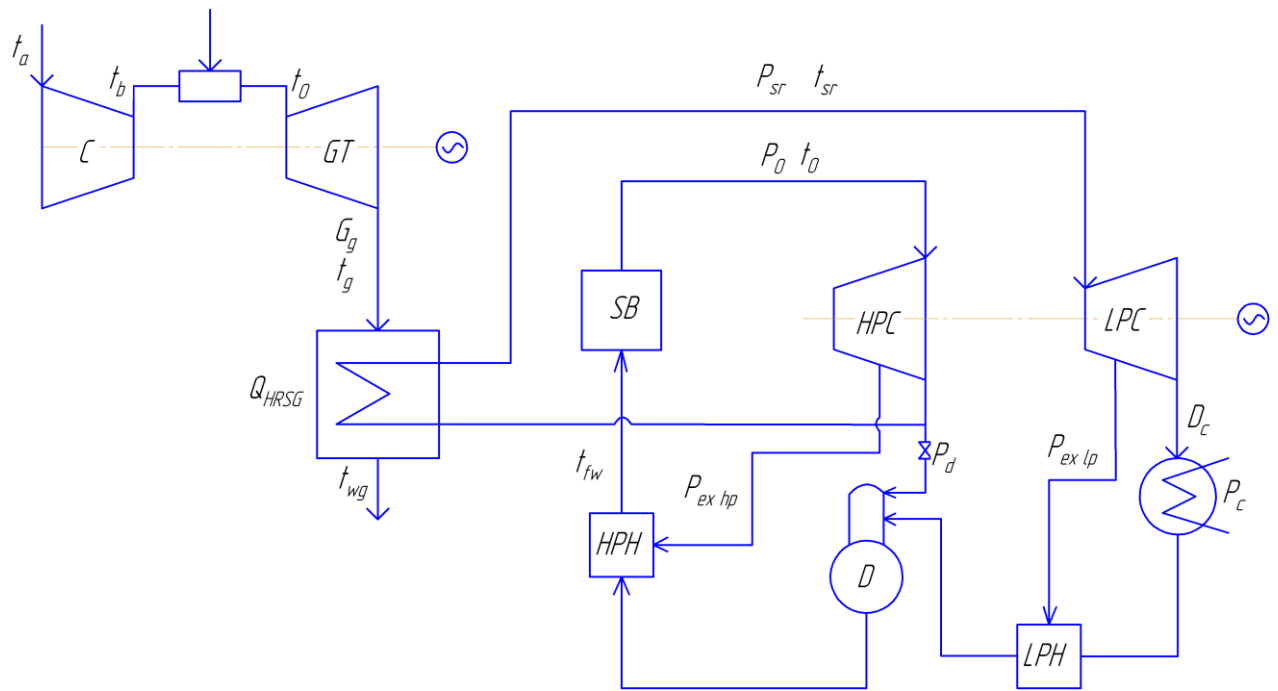


Figure A.1 – Scheme 1 (steam reheating displacement from steam boiler)

For scheme 2, passage of steam through the last stages is limited; it is taken from the initial scheme. Thermal power of HRSG remains unchanged compared to the first option and corresponds to the thermal load of initial circuit high-pressure heater.

Schemes 3 and 4 allow lowering the temperature of exhaust gases due to more complete utilization of HRSG heat. For these schemes, temperature of waste gases is assumed to be 100 °C.

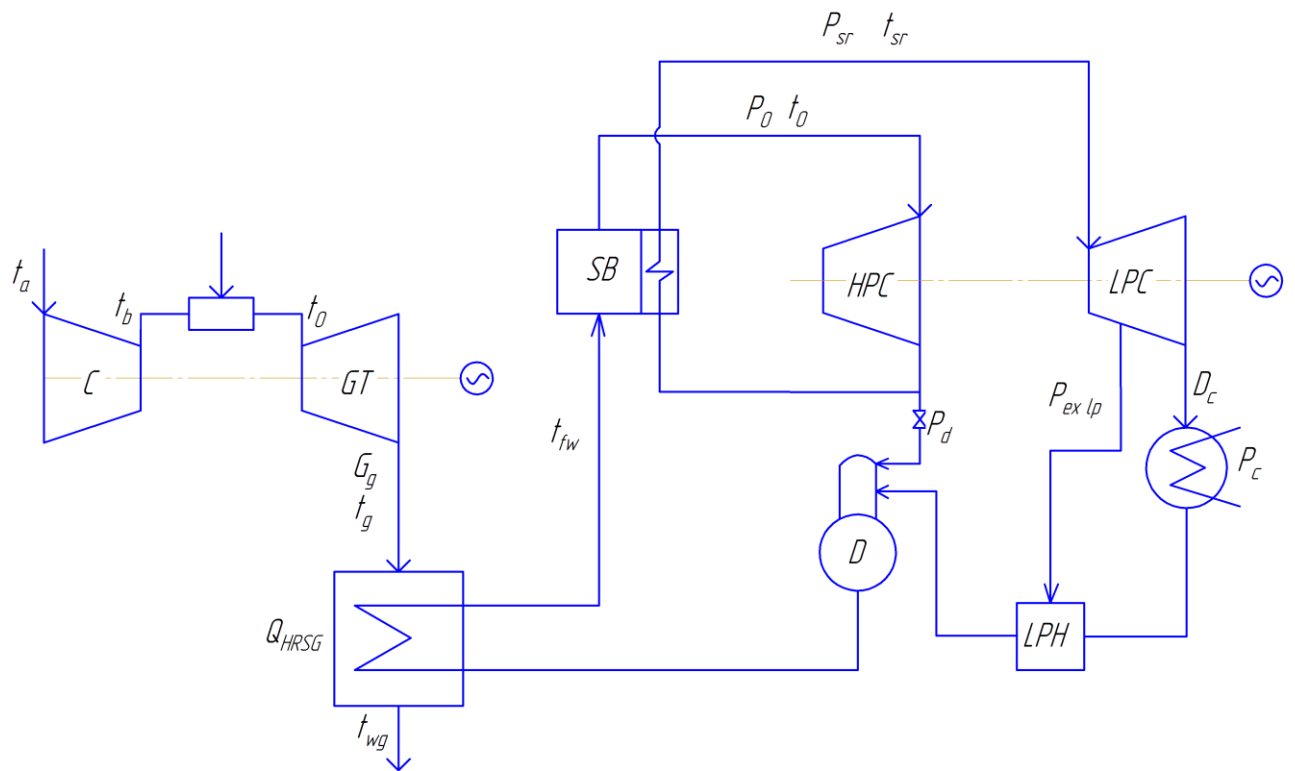


Figure A.2 – Scheme 2 (partial regenerative heating (HPHs) displacement)

Combination of two alternative options is applied at scheme 3. Gases flowrates are determined from steam reheater heat balance in HRSG. Temperature of feed water remains the same. Heating of water in deaerator does not change compared to the initial scheme.

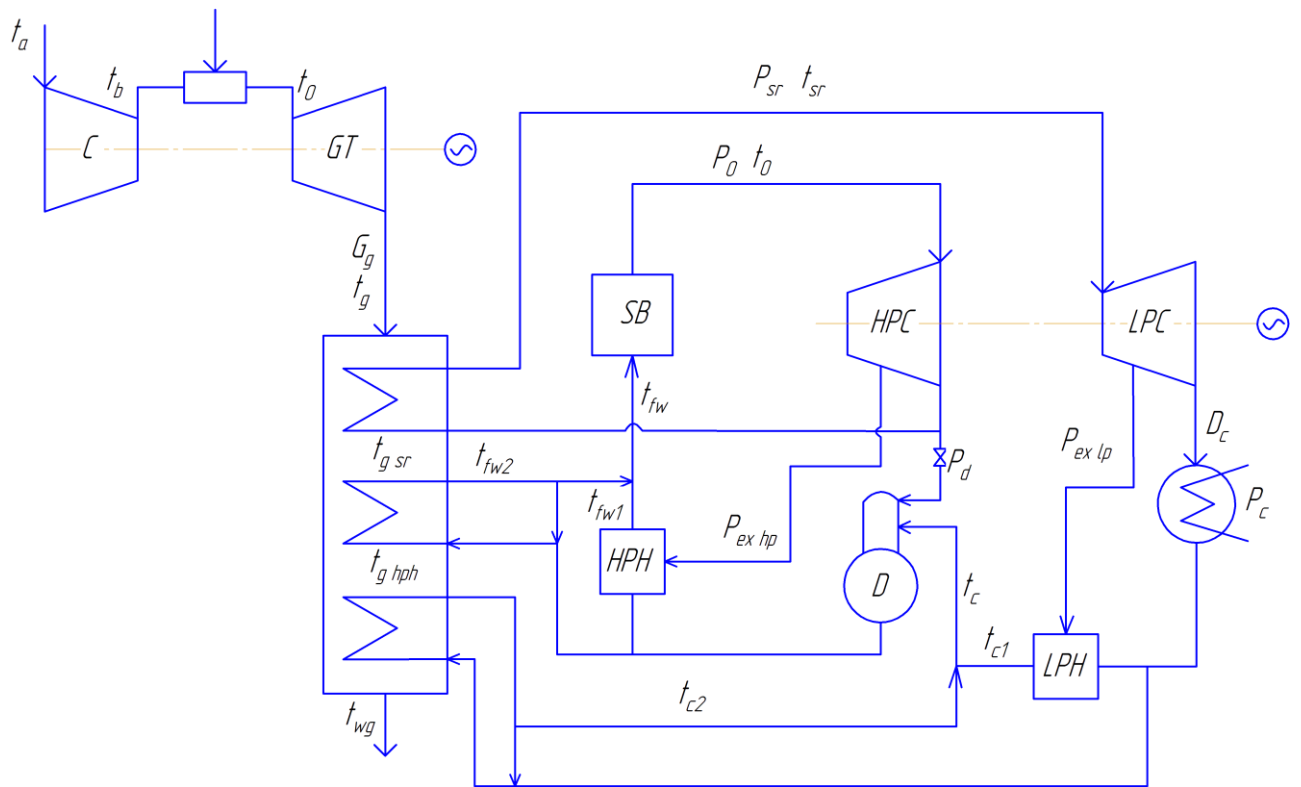


Figure A.3 – Scheme 3 (steam reheating displacement from steam boiler and partial displacement of regenerative heating)

For scheme 4, HRSG completely replaces regenerative heaters. Its thermal power corresponds to the total heat load of HPHs and LPHs. Consumption and temperature of the gases in HRSG at the outlet from HPH are determined from the heat balance equations.



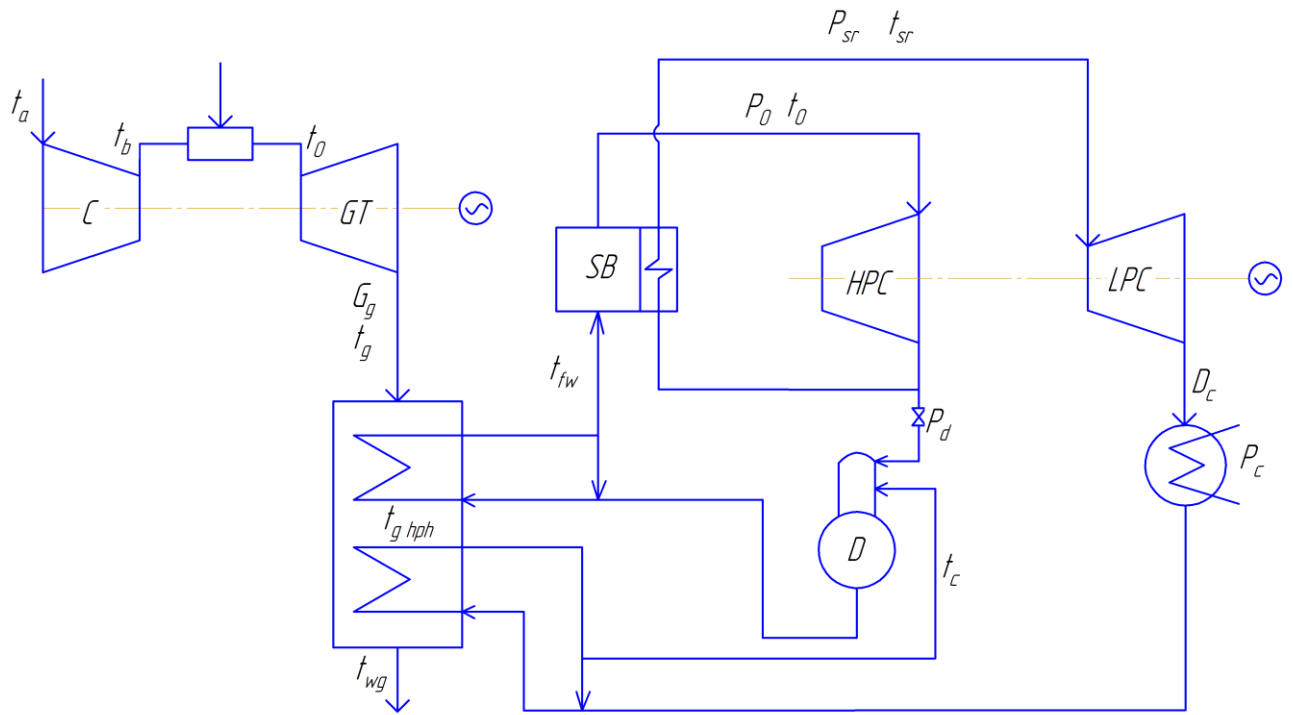


Figure A.4 – Scheme 4 (complete displacement of regenerative heating)

## 2.2 Results of calculations

Results of GT toppings various options comparison are presented in Figures A.5–A.7.

Components of the total delivered heat of CCPP binary cycle are shown in Figure A.5  $Q_1 = Q_{SB} + Q_{HRSG}$  (steam boiler plus HRSG) for all compared options, where  $\overline{N_{ESTP}} = N_{ESTP}/Q_1$ ,  $\overline{N_{EGT}} = N_{EGT}/Q_1$ ,  $\overline{Q_C} = Q_C/Q_1$ , – proportions of steam turbine electric power, gas turbine, waste heat losses and losses in condenser. The largest losses of heat in condenser belong to schemes 2 and 4. Displacement of HPH leads to an increase in losses in the cold source by almost 23 % in comparison with the initial scheme of STP, and complete displacement – by almost 50 %.

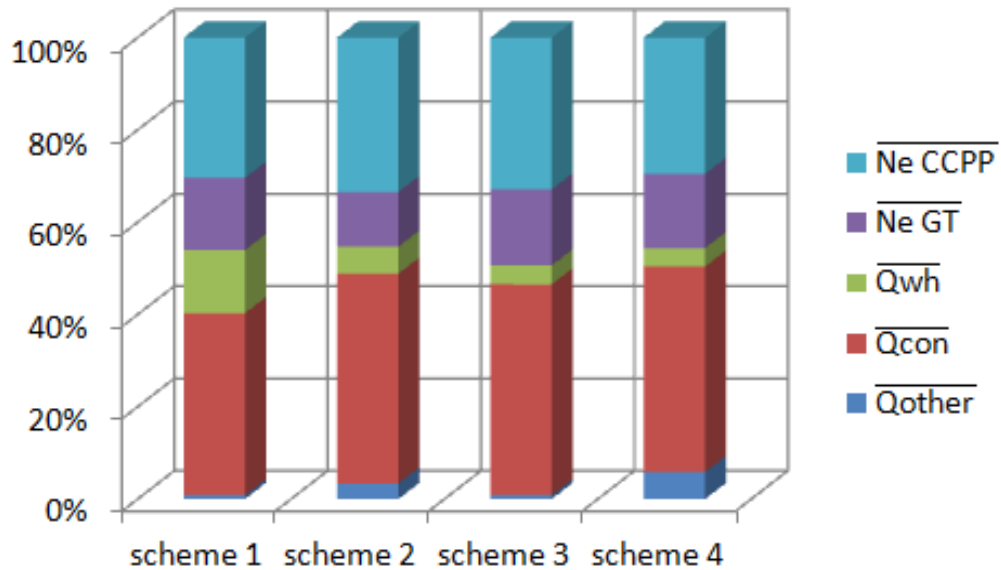


Figure A.5 – Components of delivered heat in CCPP cycle [10]

Option of HRSG heat power application for steam reheating with complete preservation of regenerative heating (scheme 1) keeps heat loss in condenser at the nominal level. However, the losses of heat with exhaust gases (up to 15 % from  $Q_1$  of the total balance against (3–5) % for schemes 2 and 4). The reason is increased temperature of exhaust gases, which is determined by the temperature of steam in the cold thread of the steam reheating. Transition to scheme 3 with combination of HRSG application for steam reheating and regenerative heating leads to decrease in heat loss with exhaust gases to the minimal values with a certain increase in heat loss in condenser compared to STP scheme.

Figure A.6 represents graphical comparison of CCPP electrical efficiency values for the studied options. The greatest thermal efficiency has scheme with displacement of steam reheating and regenerative heating (scheme 3) – an increase in efficiency is 14,7 % compared with initial scheme. The other schemes differ little from each other according to thermal efficiency. The increase in absolute electrical efficiency for scheme 2 is 5,5 %, scheme 4 – 6,0 %, scheme 1 – 7 %.

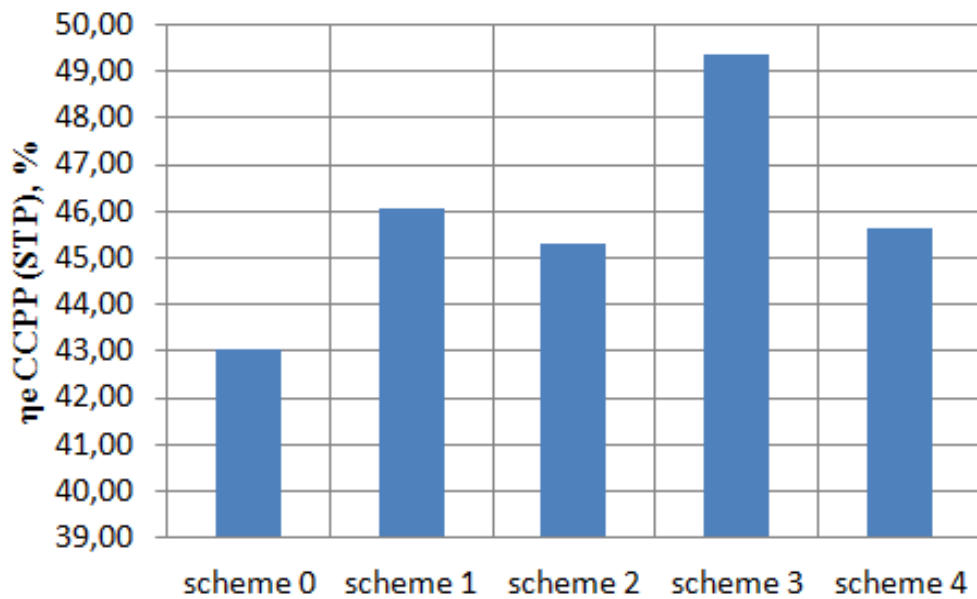


Figure A.6 – Absolute electrical efficiency of CCPP (STP) [10]

The greatest value of CCPP electric power is characteristic of scheme 1 because of nominal electric load preservation of steam turbine in comparison with other options (Figure A.7). Electric power values of gas turbine for schemes 3 and 4 are comparable due to the close values of working medium flow rate of gas turbine cycle. The smallest electric capacity of steam-power cycle belongs to scheme 4 because of the lowest steam consumption per turbine.



Figure A.7 – Electrical capacity of CCPP (STP) [10]

Decrease in the efficiency of steam boiler due to the change in its operating mode is estimated in all schemes approximately the same, since new values of steam boiler thermal capacity in CCPP composition lie in all options in the range (70–85) % of the nominal load.

### **2.3 Choice of the optimum steam reheating pressure in the HRSG**

Previous calculations were conducted at optimal design pressure of steam cycle reheating, which for STP scheme with single steam reheating is (15–20) % of the initial  $P_0$ .

This paper presents analysis of factors influencing the choice of optimal value of steam reheating pressure in CCPP schemes, as well as calculation of optimal value for the simplest scheme of STP (without regenerative heating) and for scheme 3.

For the simplest cycle of STP with steam reheating in HRSG, optimal steam reheating pressure is insignificant portion of  $P_0$  – (1,6–2) % (Figure A.8). At the same time, as the pressure of superheating increases, temperature of exhaust gases continuously increases, because it is determined by steam temperature in cold train of steam reheating (Figure A.9) and at an optimal value greatly exceeds minimal possible value (more than 150 °C against 80–100 °C).

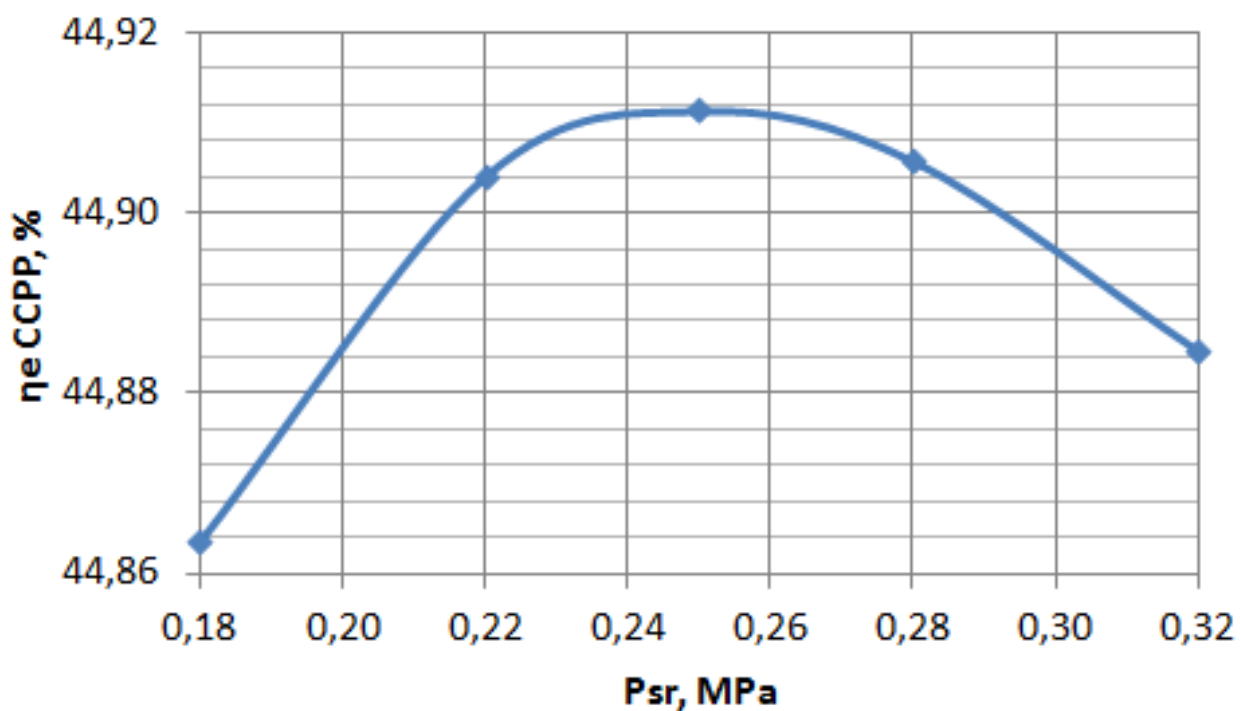


Figure A.8 – Dependence of absolute electrical efficiency for the simplest cycle of STP with steam reheating in HRSG from steam reheating pressure [10]

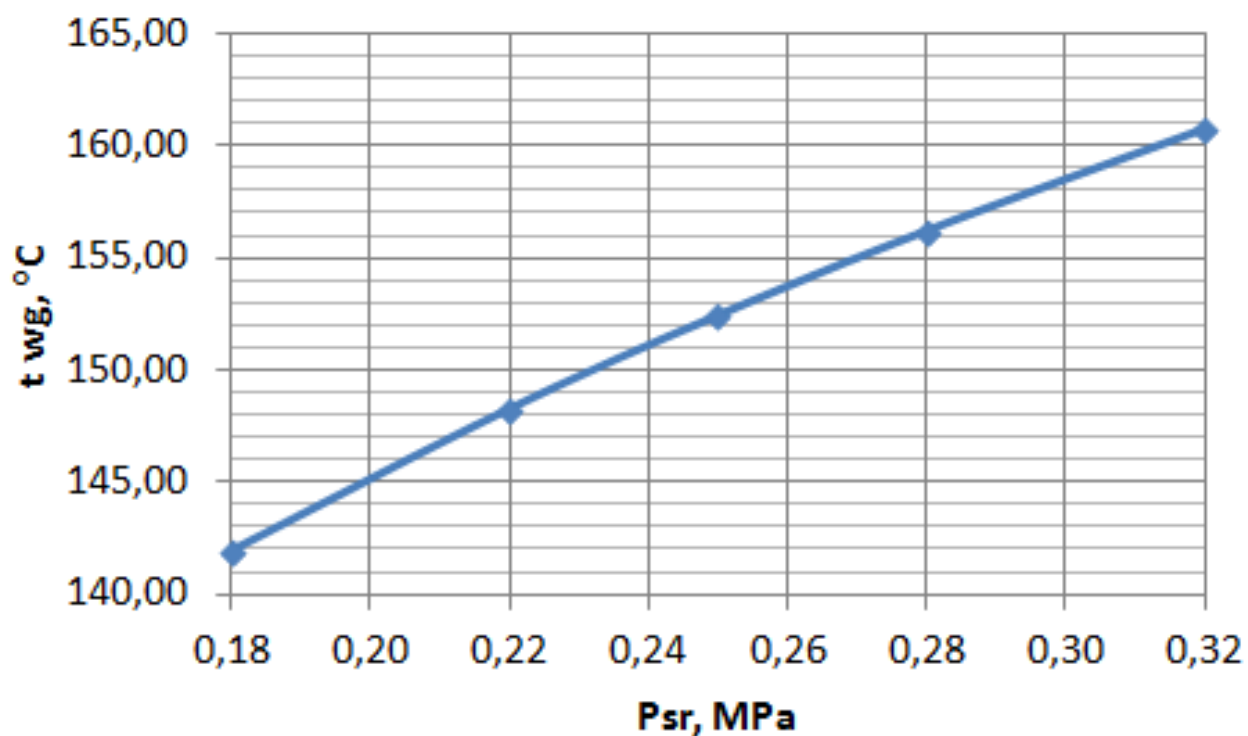


Figure A.9 – Dependence of exhaust gases temperature for the simplest cycle of STP with steam reheating in HRSG from steam reheating pressure [10]

In the design of STP for scheme 3 the choice of optimal steam reheating pressure depends on assigned temperature of exhaust gases. With a decrease in exhaust gases temperature, optimal values of steam reheating pressure shift towards higher magnitudes (Figure A.11). At the same time, absolute electrical efficiency of CCPP is also increasing (Figure A.12). In the range of assigned values for exhaust gases temperature (80–120) °C, optimal steam reheating pressure is (24–27) % of  $P_0$  (Figure A.10), which exceeds maximal values of optimal parameters range of steam reheating pressure in traditional schemes of STP.

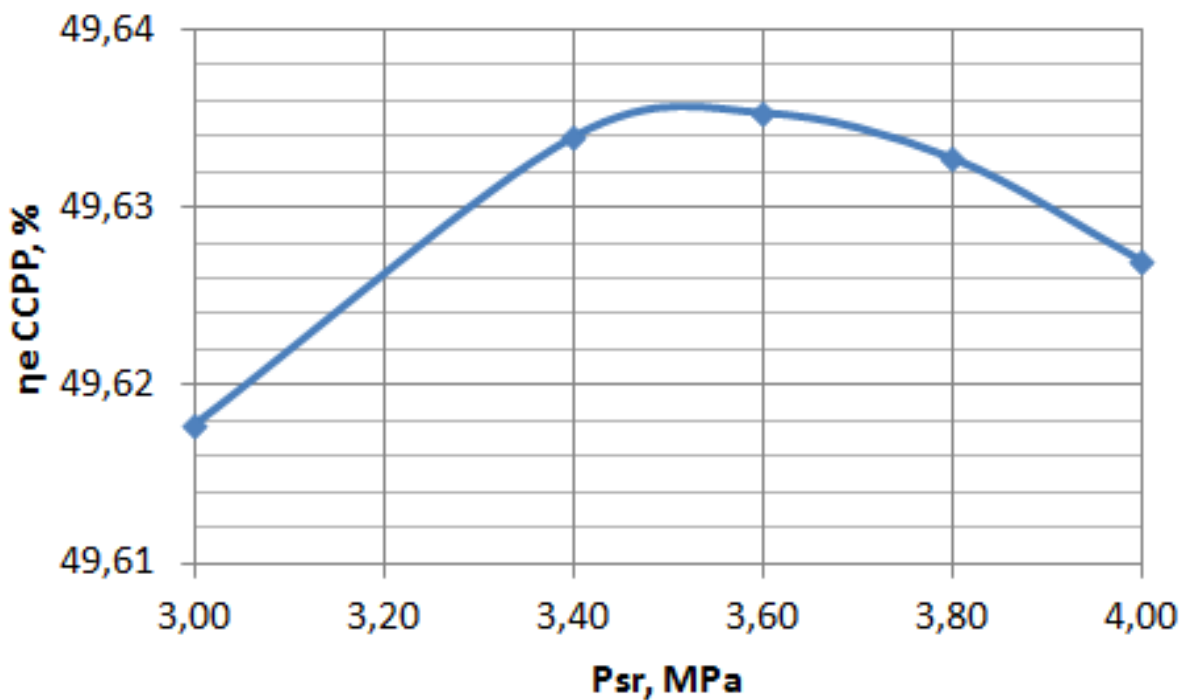


Figure A.10 – Dependence of absolute electrical efficiency of CCPP from steam reheating pressure (scheme 3) ( $t_{wg} = 100$  °C) [10]

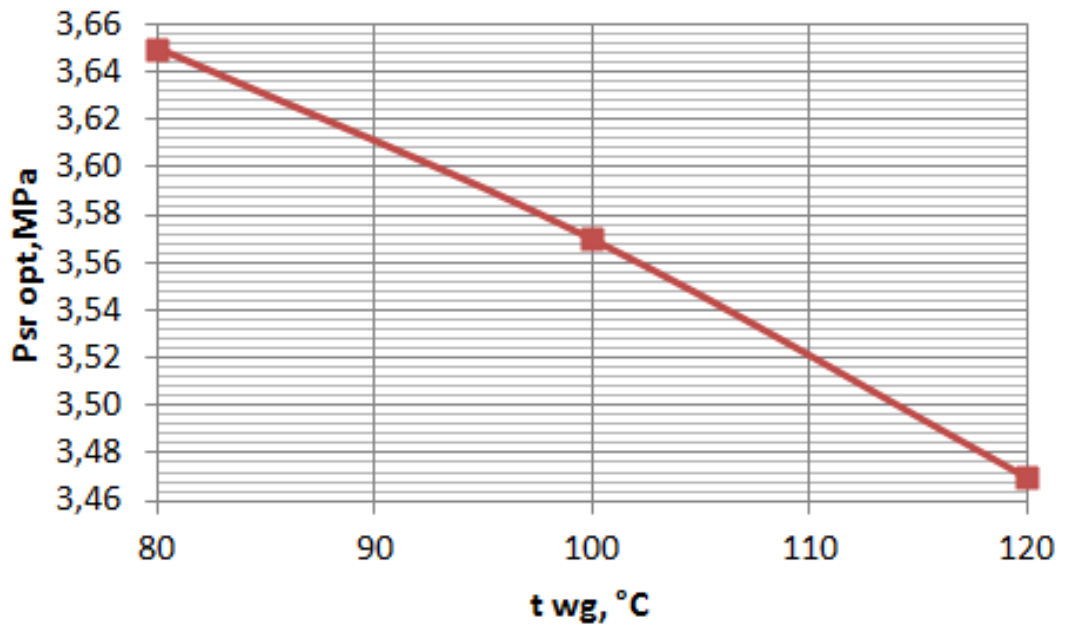


Figure A.11 – Dependence of optimal steam reheating pressure from exhaust gases temperature (scheme 3) [10]

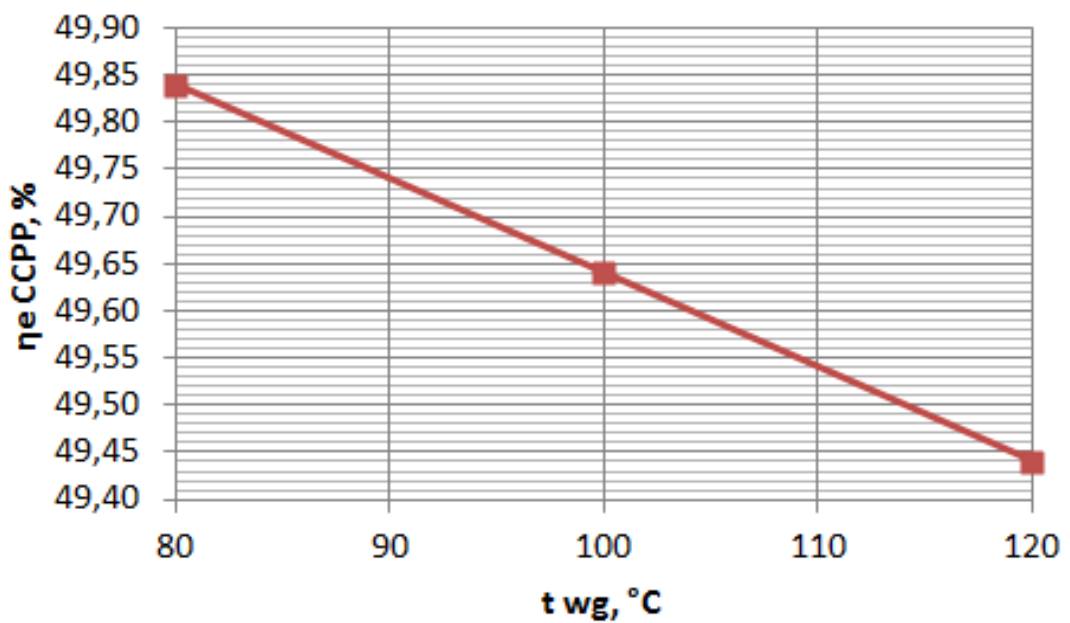


Figure A.12 – Dependence of absolute electrical efficiency of CCPP from exhaust gases temperature at optimal steam reheating pressure (scheme 3) [10]

## Conclusion

To sum up it is worth mentioning the key points of the research:

– displacement of HPH from steam turbine plant leads to an increase of heat losses in condenser by 24 % compared with initial scheme of STP; complete replacement of regenerative heating increases losses by 50 %. Steam flowrate to the turbine decreases, which leads to a decrease in electrical capacity.

– increase in CCPP efficiency, in comparison with initial option when HPH is displaced, is 5,5 %. The use of regenerative heating complete displacement leads to insignificant increase of efficiency (by 6 %) despite the decrease of exhaust gases temperature.

– displacement of steam reheating from steam boiler makes it possible to reduce heat losses in condenser in comparison with displacement of regenerative heating and to keep steam flowrate to the turbine at the level of nominal value.

– efficiency of CCPP for scheme with displacement of steam reheating is 7 % higher than efficiency of the initial STP. At the same time, heat losses with exhaust gases reach maximal value in comparison with other options because of increased temperature of the gases at HRSG's cold end, which is determined by steam temperature in the cold train of steam reheating.

– the greatest increase in efficiency (up to 15 %) is provided by combination of steam reheating displacement method with partial displacement of regenerative heating.

– optimal pressure of steam reheating in HRSG for the simplest cycle of STP is (1,6–2,0) % of the initial pressure, which is significantly lower than these values for single reheating scheme in STP (15–20) %.

– in the design of CCPP with full displacement of steam reheating and partial regenerative heating from steam turbine part to HRSG the choice of optimal steam reheating pressure depends on assigned temperature of exhaust gases. With decrease



of exhaust gases temperature, at equal other conditions, optimal pressure and efficiency of CCPP increase. In the range of exhaust gases assigned temperatures (80–120) °C optimal steam reheating pressure is in the range of (24–27) % of  $P_0$ .

## References

1. Gas Turbine Power Plants: text-book for universities / Tsanev S.V., Burov V.D., Zemtsov A.S., Osyka A.S.; Ed. Tsaneva S.V. – M.: Publishing house MEI, 2011. – 428 p., ill.
2. Combined cycle gas turbine units of power plants: text-book for universities / Trukhny A.D. – M.: Publishing house MEI, 2013. – 648 p.: ill.
3. Krutitsky I.V. Experience of the development of the energy unit № 6 of Kirishkoy GRES after modernization using steam-gas technology / Krutitsky I.V., Zverev A.V., Sobolev A.N., Balashov M.B. // Thermal power engineering. – 2014. – №. 1.– p. 14–23.
4. Steam and Gas Turbines for power station: textbook for universities / Kostyuk A.G., Frolov V.V., Bulkin A.E., Trukhny A.D.; Ed. Kostuk A.G. – 3-rd ed., revised and enlarged. M.: Publishing house MEI, 2008.
5. Galashov N.N., Tsibulskii S.A., Matveev A.S., Masjuk V.S. Numerical Research of Steam and Gas Plant Efficiency of Triple Cycle for Extreme North Regions. 23 February 2016. <http://dx.doi.org/10.1051/epjconf/201611001019>.
6. Galashov N.N., Tsibulskiy S.A., Kiselev A.V. Application of Evaporative Cooling for the Condensation of Water Vapors from a Flue Gas Waste Heat Boilers CCP. 09 August 2016. <http://dx.doi.org/10.1051/matecconf/20167201029>.
7. Gabdullina A.I., Galashov N.N., Tsbuisky S.A., Melnikov D.M., Asanov I.A., Kiselev A.S. Promising Direction of Perfection of the Utilization Combine Cycle Gas Turbine Units. 20 December 2016. <http://dx.doi.org/10.1051/matecconf/20179101004>.
8. Berezinets P. A. Gas turbine topping of 300MW unit at Kostroma power plant // Electr. station. – 1999. – № 7 p. 64–72.
9. Economic efficiency of a gas-turbine topping for steam reheating at heating turbo-installations [Electronic resource] / Romashova O. Yu. [et al.] // MATEC Web of Conferences. – 2017. – Vol. 91: Smart Grids 2017. – [01009, 5 p.].

10. Economical operation of gas turbine topping at a thermal power plant. Zaugol'nikova Ya.A. [et al.] // Energy: efficiency, reliability, security: materials of the XXI All-Russian Scientific and Technical Conference, December 2–4, 2015, Tomsk in 2 book / National Research Tomsk Polytechnic University (TPU) [and others]; Ed. col. Litvak V.V. [and others]. – Vol. 1. – [P. 255–257].

## Приложение Б

(обязательное)

### Программа поверочного расчета ПГУ-ТЭЦ с модернизацией турбины

```
unit Unit1;
interface
uses
  Winapi.Messages, System.SysUtils, System.Variants, System.Classes, Vcl.Graphics,
  Vcl.Controls, Vcl.Forms, Vcl.Dialogs, Vcl.StdCtrls, Math;
type
  TForm1 = class(TForm)
    Button1: TButton;
    procedure Button1Click(Sender: TObject);
  private
    { Private declarations }
  public
    { Public declarations }
  end;
var
  Form1: TForm1;
implementation
  Function wspHPT(const p: Double; const t: Double): Double; stdcall; external 'okawsp6.dll';
  Function wspTSP(const p: Double): Double; stdcall; external 'okawsp6.dll';
  Function wspHSST(const t: Double): Double; stdcall; external 'okawsp6.dll';
  Function wspHSWT(const t: Double): Double; stdcall; external 'okawsp6.dll';
  Function wspTPH(const p: Double; const h: Double): Double; stdcall; external 'okawsp6.dll';
  Function wspPST(const t: Double): Double; stdcall; external 'okawsp6.dll';
  Function wspSPT(const p: Double; const t: Double): Double; stdcall; external 'okawsp6.dll';
  Function wspHPS(const p: Double; const s: Double): Double; stdcall; external 'okawsp6.dll';
  Function wspSPH(const p: Double; const h: Double): Double; stdcall; external 'okawsp6.dll';
  Function wspVSST(const t: Double): Double; stdcall; external 'okawsp6.dll';
  Function wspVPH(const p: Double; const h: Double): Double; stdcall; external 'okawsp6.dll';
  Function wspVPS(const p: Double; const s: Double): Double; stdcall; external 'okawsp6.dll';
  Function wspXPS(const p: Double; const s: Double): Double; stdcall; external 'okawsp6.dll';
  Function wspROUGHSSS(const s: Double): Double; stdcall; external 'okawsp6.dll';
  Function wspXPH(const p: Double; const h: Double): Double; stdcall; external 'okawsp6.dll';
  Function wspCPSWT(const t: Double): Double; stdcall; external 'okawsp6.dll';
  Function wspKINVISPT(const p: Double; const t: Double): Double; stdcall; external 'okawsp6.dll';
  Function wspTHERMCONDPT(const p: Double; const t: Double): Double; stdcall; external
'okawsp6.dll';
  Function wspPRANDTLEPT(const p: Double; const t: Double): Double; stdcall; external
'okawsp6.dll';
  {$R *.dfm}
procedure TForm1.Button1Click(Sender: TObject);
begin
var
d0vd,d0nd,Tg0,Dg,tps,tos,Fppvd,Fivd,Fevd,Fppnd,Find,Fend,NgTu,Qks,kpdgtu,Dp,Pp,Pt,
Pd,pk,pk1,Ig0,tk,hk,tsps1,Dvent0,Pt10,Dvent,Dt,p0vd,p0nd,p1vd,Pbvd,Pbvd1,Tvsatvd,
Hvsatvd,Hlsatvd,Hlsatd,Hvhbvd,tvihvd,tvhevvd,Hlsatpd,Hvsatpd,hvihvd,hvihevvd,t0vd,
```

t0vd1,h0vd,q1ppvd,Igvihppvd,Tgvihppvd,DeltaTbppvd,DeltaTmppvd,DeltaTLnppvd,kppvd,  
q3ppvd,DeltaQppvd,hvhivd,q1ivd,Igvihvd,Tgvihvd,DeltaTbivd,DeltaTmivd,DeltaTLnivd,  
kivd,q3ivd,DeltaQivd,Deltahivd,hvhevvd,hvhivevd,tvihevvd,q1evd,Igvihevvd,Tgvihevvd,  
DeltaTbevd,DeltaTmevd,DeltaTLnevvd,kevd,q3evd,DeltaQevvd,Deltaahevvd,p0nd1,Pbnd,Pbnd1,  
Tvsatnd,Hvsatnd,Hlsatnd,Hvhbnd,tvihind,hvihind,hvihend,t0nd,t0nd1,h0nd,q1ppnd,  
Igvihppnd,Tgvihppnd,DeltaTbppnd,DeltaTmppnd,DeltaTLnppnd,kppnd,q3ppnd,DeltaQppnd,  
hvhivnd,q1ind,Igvihind,Tgvihind,DeltaTbind,DeltaTmind,DeltaTLnind,kind,q3ind,  
DeltaQind,Deltahind,tkp,hkp,hvhend,hvhivend,tsps,Pt1,Tvsatpt,Hlsatpt,Hvsatpt,r,  
hkk,tvhgpk,tvihend,q1end,Dd,Dgpk,Igvihend,Tgvihend,DeltaTbend,DeltaTmend,DeltaTLnend,  
tvhend,kgpk,q3end,DeltaQend,Deltahend,kpdky,Inv,Qg,Qp,qQ,Zd,vk,Esk,P0cvd,t0cvd,  
v0cvd,s0cvd,x0cvd,htcvd,vtcvd,xtcvd,Hocvd,kpdcvd,Hicvd,Nicvd,hkcvd,hcm,Pcm,tcm,  
v0cm,s0cm,x0cm,htcsd,vtcsd,xtcsd,Hocsd,D0csd,Bvlcsd,kvlcsd,y0csd,ytcsd,hscsd,  
H0vlcsd,kpdcsd,Hicsd,Nicsd,hkcsd,h0cnd,D0cnd,Nicnd,hkcnd,xtcnd,Ni,Ne,Qps,Cp,Gsv,  
Psp,tssp,Nsp,tps1,Qt,Qpr,kpdptu,Npgu,kpdpgu,Qnr,Bgtuy,bee,bet,kpdpgut,kpdpgue,Bt,  
kpdpguit,Bgtu,Qyt,Ye,kpdtr,Be,Qky,Qkye,a,b,msek,dn,sst,dv,breb,hreb,dreb,sreb,s1,  
s2,ltr,nsek,anst20,an12h,fi,sst20,sst12h,Fgltr,Freb,Fvnreb,Fnreb,Ftr,Fsek,fe,fr,  
H,a1,a2,x,Cs,Cz,y,Vdg,Gv,Fjs,e,112h,lst20,tvsrppvd,vvppvd,lvppvd,Prvppvd,wp,a2ppvd,  
tgsrppvd,vgppvd,lgppvd,Prgppvd,pgppvd,Gvppvd,wgppvd,akppvd,mppvd,feppvd,a1ppvdpr,  
tgsrivd,vgivd,lgivd,Prgivd,pgivd,Gvivid,wgivd,akivd,mivid,feivd,a1ivdpr,tgsrevd,vgevd,  
lgevvd,Prgevvd,pgevvd,Gvevd,wgevvd,akevd,mevd,feevd,a1evdpr,tgsrind,vgind,lgind,Prgind,  
pgind,Gvind,wgind,akind,mind,feind,a1indpr,tgsrgpk,vggpk,lggpk,Prggpk,pggpk,Gvgpk,  
wggpk,akgpk,mgpk,fevdk,a1gpkpr:double;

begin

d0vd := 89.63;// Расход ВД

d0nd := 15.41;// Расход НД

Tg0 := 542;// Температура газов

Dg := 725;// Расход газов

tps:=84;// Температура прямой сети

tos:=44;// Температура обратной сети

Fppvd := 26405.8;// Площадь ППВД

Fivd := 51044.11;// Площадь ИВД

Fevd := 58696.79;// Площадь ЭВД

Find := 36864.62;// Площадь ИНД

Fend := 8215.49;// Площадь ГПК

Ngту := 275;// Мощность ГТУ

Qks := 694;// Тепло, подведенное с топливом в камеру сгорания ГТУ

kpdgtu := Ngту/Qks;// КПД ГТУ

Dr := 115/3.6;// Расход на производственный отбор

Pr := 1.3;// Давление производственного отбора

Pd := 0.6;// Давление в деаэраторе

pk := 0.005;// Давление в конденсаторе

Ig0 := 0.9304\*power(Tg0,1.0282);// Энтальпия газов на входе в КУ

tsps1 := 84;

Pt10 := wspPST(tsps1+5+273.15)/1000000;

Dvent0 := 268\*Pt10/3.6;// Вентиляционный расход в ЦНД

tsps := tps+5;// Температура пара в СП

Pt1 := wspPST(tsps+273.15)/1000000;// Давление в СП

Pt := Pt1\*1.07;// Давление в теплофикационном отборе

Dvent := Dvent0\*Pt1/Pt10;

p0vd := 13;// Давление воды в контуре ВД

p0nd :=1.3;// Давление воды в контуре НД

// Геометрические характеристики КУ

```

a := 5.625;// ширина секции по осям труб
b := 10.1;// высота секции по осям коллерторов
msek := 2;// количество секции по ходу газов
dn := 0.04;// наружный диаметр труб
sst := 0.002;// толщина стенки
dv := dn-2*sst;// внутренний диаметр труб
breb := 0.005;// шаг ребра
hreb := 0.013;// высота ребра
dreb := dn+2*hreb;
sreb := 0.001;// толщина ребра
s1 := 0.15;// поперечный шаг труб
s2 := 0.15;// продольный шаг труб
ltr := b+0.3;// длина оребренной части трубы
nsek := 76;// количество труб в секции
anst20 := 116.7;// номинальное допускаемое напряжение для ст20
an12h := 170;// номинальное допускаемое напряжение для 12X1МФ
fi := 1;// минимальный коэффициент прочности
sst20 := p0vd*dn/(2*fi*anst20+p0vd);
sst12h := p0vd*dn/(2*fi*an12h+p0vd);
Fgltr := Pi*dn*ltr;// площадь поверхности гладкой трубы
Freb := Pi/2*(power(dn+2*hreb,2)-power(dn,2));// площадь боковой поверхности
Fvnreb := Pi*dn*sreb;// площадь внутренней торцевой поверхности ребра
Fnreb := Pi*(dn+2*hreb)*sreb;// площадь наружной торцевой поверхности ребра
Ftr := Fgltr+(Freb+Fnreb-Fvnreb)*ltr/breb;// площадь поверхности т/о оребренной трубы
Fsek := Ftr*nsek;// Площадь поверхности т/о одной секции
fe := 0.8;// коэффициент тепловой эффективности
fr := 1/(2*dn*breb)*(power(dreb,2)-power(dn,2)+2*dreb*sreb)+1-sreb/breb; //коэффициент оребрения
H := fr*dn/(dn-2*sst);// отношение оребренной поверхности к внутренней поверхности труб
a1 := s1/dn;
a2 := s2/dn;
x := a1/a2-1.26/fr-2 ;// Вспомогательный параметр для шахматного пучка
Cs := (1.36-Sinh(x)/Cosh(x))*(11/(fr+8)-0.14);// Поправочный коэффициент Cs
Cz := 3.15*power(2,0.05)-2.5;
y := 0.7+0.08*ArcTan(x)+0.005*fr;
Fjs := (1-1/a1*(1+2*hreb*sreb/(breb*dn)))*a*b*msek;
e := 0.78;
l12h := 37;// коэффициент теплопроводности металла ребер 12X1МФ
lst20 := 43;
//ППВД
p1vd:=p0vd*1000000;//МПа в Па
Pbvd:=1.05*p0vd;//Давление в БВД
Pbvd1:=Pbvd*1000000;//МПа в Па
Tvsatvd:=wspTSP(Pbvd1)-273.15;//Температура насыщения в БВД
Hvsatvd:=wspHSST(Tvsatvd+273.15)/1000;//Энтальпия насыщенного пара в БВД
Hlsatvd:=wspHSWT(Tvsatvd+273.15)/1000;//Энтальпия насыщенной воды в БВД
tvihivd:=Tvsatvd;
tvhevd:=wspTSP(Pd*1000000)-273.15-5;//Температура пит воды на входе в ЭВД
Hlsatd:=wspHSWT(tvhevd+273.15+5)/1000;//Энтальпия насыщения воды в Д
Hlsatpd:=wspHSWT(tvhevd+273.15)/1000;//Энтальпия воды на входе в ЭВД
Hvsatpd:=wspHSST(tvhevd+273.15)/1000;//Энтальпия пара
hvihivd:=Hvsatvd;

```

```

hvihevд:=Hlsatvd;
repeat
repeat
t0vd:=tvihivд;
repeat
t0vd:=t0vd+0.01;
t0vd1:=t0vd+273.15;//Цельсии в Кельвин
h0vd:=wspHPT(p1vd,t0vd1)/1000;//Энтальпия пара на выходе из контура ВД
q1ppvd:=d0vd*(h0vd-hvihivд);//Тепловой баланс ПП по пару [кВт]
Igvihppvd:=Ig0-q1ppvd/Dg;//Энтальпия газов на выходе из ППВД
Tgvihppvd:=1.0731*power(Igvihppvd,0.9725);//Температура газов на выходе из ППВД
DeltaTbppvd:=Tg0-t0vd;//Большой температурный напор ППВД
DeltaTmppvd:=Tgvihppvd-tvihivд;//Меньший температурный напор ППВД
DeltaTLnppvd:=(DeltaTbppvd-DeltaTmppvd)/ln(DeltaTbppvd/DeltaTmppvd);//Средний
логарифм. напор ППВД
tvsrppvd:=(t0vd+tvihivд)/2;
vvppvd:=wspKINVISPT(p1vd,tvsrppvd+273.15);
lvppvd:=wspTHERMCONDPT(p1vd,tvsrppvd+273.15);
Prvppvd:=wspPRANDTLEPT(p1vd,tvsrppvd+273.15);
wp:=10;
a2ppvd:=0.023*lvppvd/dv*power(wp*dv/vvppvd,0.8)*power(Prvppvd,0.4);
tgsrppvd:=(Tg0+Tgvihppvd)/2;//Средняя температура газов в ППВД
vgppvd:=6*power(10,-11)*power(tgsrppvd,2)+1*power(10,-7)*tgsrppvd+1*power(10,-5);//кин.
вязкость ДГ
lgppvd:=1*power(10,-9)*power(tgsrppvd,2)+8*power(10,-5)*tgsrppvd+0.0229;//коэф. т/п ДГ
Prppvd:=6*power(10,-8)*power(tgsrppvd,2)-0.0002*tgsrppvd+0.7102;//число Прандтля
pgppvd:=-3*power(10,-9)*power(tgsrppvd,3)+4.9*power(10,-6)*power(tgsrppvd,2)-
0.0032460450*tgsrppvd+1.2276666667;//плотность ДГ
Gvppvd:=Dg/pgppvd;//объемный расход дымовых газов
wgppvd:=Gvppvd/Fjs;//скорость дымовых газов
akppvd:=0.113*Cs*Cz*lgppvd/dn*power(wgppvd*dn/vgppvd,y)*power(Prppvd,0.33);
mppvd:=power(2*akppvd/(sreb*112h),0.5);
feppvd:=1-0.058*mppvd*hreb;
a1ppvdpr:=(Fgltr/Ftr+(1-Fgltr/Ftr)*e*feppvd)*akppvd;
kppvd:=fe*a1ppvdpr/(1+a1ppvdpr/a2ppvd*H);
q3ppvd:=kppvd*Fppvd*DeltaTLnppvd/1000;//Тепловой баланс по уравнению теплопередачи
DeltaQppvd:=(q3ppvd-q1ppvd)/q3ppvd*100;//Расхождение тепловосприятий
until(Abs(DeltaQppvd)<2);
//ИВД
hhvihivд:=hvihevд;
hvihevд:=hvihevд;
repeat
hvihevд:=hvihevд+1;
tvihivд:=wspTPH(Pbvd1,hvihivд*1000)-273.15;//Температура воды на выходе из ИВД
q1ivд:=d0vd*(hvihevд-hvihevд);//Тепловой баланс по пару ИВД
Igvihivд:=Igvihppvd-q1ivд/Dg;//Энтальпия газов на выходе ИВД
Tgvihivд:=1.0731*power(Igvihivд,0.9725);//Температура газов на выходе ИВД
DeltaTbivд:=Tgvihppvd-Tvsatvd;//Большой температурный напор ИВД
DeltaTmivд:=Tgvihivд-Tvsatvd;//Меньший температурный напор ИВД
DeltaTLnivд:=(DeltaTbivд-DeltaTmivд)/ln(DeltaTbivд/DeltaTmivд);//Средний логарифм. напор
И
tgsrivд:=(Tgvihppvd+Tgvihivд)/2;//средняя температура газов в ИВД

```

```

vgivd:=6*power(10,-11)*power(tgsrivd,2)+1*power(10,-7)*tgsrivd+1*power(10,-5);//кин.
вязкость ДГ
lgivd:=1*power(10,-9)*power(tgsrivd,2)+8*power(10,-5)*tgsrivd+0.0229;//коэф. т/п ДГ
Prgivd:=6*power(10,-8)*power(tgsrivd,2)-0.0002*tgsrivd+0.7102;//число Прандтля
pgivd:=-3*power(10,-9)*power(tgsrivd,3)+4.9*power(10,-6)*power(tgsrivd,2)-
0.0032460450*tgsrivd+1.2276666667;
Gvivid:=Dg/pgivd;//объемный расход дымовых газов
wgivd:=Gvivid/Fjs;//скорость дымовых газов
akivd:=0.113*Cs*Cz*Igivd/dn*power(wgivd*dn/vgivd,y)*power(Prgivd,0.33);
mivd:=power(2*akivd/(sreb*lst20),0.5);
feivd:=1-0.058*mivd*hreb;
a1ivdpr:=(Fgltr/Ftr+(1-Fgltr/Ftr)*e*feivd)*akivd;
kivd:=fe*a1ivdpr;
q3ivd:=kivd*Fivd*DeltaTLnivd/1000;//Тепловой баланс по уравнению ТО
DeltaQivd:=(q3ivd-q1ivd)/q3ivd*100;//Расхождение тепловосприятий
until(Abs(DeltaQivd)<2);
Deltahivd:=hhvihivd-hvihivd;
until(Abs(Deltahivd)<5);
//ЭВД
hvhevd:=Hlsatpd;
hhvihevd:=hvihevd;
hvihevd:=hvhevd;
repeat
Hvihevd:=hvihevd+1;
tvihevd:=wspTPH(Pbvd1,Hvihevd*1000)-273.15;
q1levd:=d0vd*(Hvihevd-hvhevd);//Тепловой баланс по пару
Igvihvd:=Igvihvd-q1levd/Dg;//Энтальпия газов на выходе из ЭВД
Tgvihvd:=1.0731*power(Igvihvd,0.9725);//Температура газов на выходе из ЭВД
DeltaTbevд:=Tgvihvd-tvhevd;//Большой напор ЭВД
DeltaTmevd:=Tgvihvd-tvihevd;//Меньший напор ЭВД
DeltaTLnevд:=(DeltaTbevд-DeltaTmevd)/ln(DeltaTbevд/DeltaTmevd);//Средний лог напор ЭВД
tgsrevд:=(Tgvihvd+Tgvihvd)/2;//средняя температура газов в ИВД
vgevд:=6*power(10,-11)*power(tgsrevд,2)+1*power(10,-7)*tgsrevд+1*power(10,-5);//кин.
вязкость ДГ
lgevд:=1*power(10,-9)*power(tgsrevд,2)+8*power(10,-5)*tgsrevд+0.0229;//коэф. т/п ДГ
Prgevд:=6*power(10,-8)*power(tgsrevд,2)-0.0002*tgsrevд+0.7102;//число Прандтля
pgevд:=-3*power(10,-9)*power(tgsrevд,3)+4.9*power(10,-6)*power(tgsrevд,2)-
0.0032460450*tgsrevд+1.2276666667;
Gvevd:=Dg/pgevд;//объемный расход дымовых газов
wgevд:=Gvevd/Fjs;//скорость дымовых газов
akevd:=0.113*Cs*Cz*Igevд/dn*power(wgevд*dn/vgevд,y)*power(Prgevд,0.33);
mevd:=power(2*akevd/(sreb*lst20),0.5);
feevд:=1-0.058*mevd*hreb;
a1evдpr:=(Fgltr/Ftr+(1-Fgltr/Ftr)*e*feevд)*akevd;
kevd:=fe*a1evдpr;//Коэффициент теплопередачи ЭВД
q3evд:=kevd*Fevд*DeltaTLnevд/1000;// Тепловой баланс по уравнению ТО
DeltaQevд:=(q3evд-q1levд)/q3evд*100;
until(Abs(DeltaQevд)<2);
Deltahevд:=hhvihevд-hvihevд;
until(Abs(Deltahevд)<5);
//ИНД
p0nd1:=p0nd*1000000;//МПа в Па

```



```

Pbnd:=1.05*p0nd1;//Давление в БВД
Tvsatnd:=wspTSP(Pbnd)-273.15;//Температура насыщения в БВД
Hvsatnd:=wspHSST(Tvsatnd+273.15)/1000;//Энтальпия насыщенного пара в БВД
Hlsatnd:=wspHSWT(Tvsatnd+273.15)/1000;//Энтальпия насыщенной воды в БВД
tvihind:=Tvsatnd;
hvihind:=Hvsatnd;
hvihend:=Hlsatpd;
repeat
repeat
hhvihind:=hvihind;
hvihind:=hvihend;//Задаем энтальпию воды на выходе из испарителя
repeat
hvihind:=hvihind + 1;
tvihind:=wspTPH(Pbnd,hvihind*1000)-273.15;//Температура воды на выходе из ИВД
q1ind:=d0nd*(hvihind-hvihend);//Тепловой баланс по пару ИВД
Igvihind:=Igvievd-q1ind/Dg;//Энтальпия газов на выходе ИВД
Tgvihind:=1.0731*power(Igvihind,0.9725);//Температура газов на выходе ИВД
DeltaTbind:=Tgvievd-Tvsatnd;//Большой температурный напор ИВД
DeltaTmind:=Tgvihind-Tvsatnd;//Меньший температурный напор ИВД
DeltaTLnind:=(DeltaTbind-DeltaTmind)/ln(DeltaTbind/DeltaTmind);//Средний
напор И
логарифм.
tgsrind:=(Tgvievd+Tgvihind)/2;//средняя температура газов в ИВД
vgind:=6*power(10,-11)*power(tgsrind,2)+1*power(10,-7)*tgsrind+1*power(10,-5);//кин.
вязкость ДГ
lgind:=1*power(10,-9)*power(tgsrind,2)+8*power(10,-5)*tgsrind+0.0229;//коэф. т/п ДГ
Prgind:=6*power(10,-8)*power(tgsrind,2)-0.0002*tgsrind+0.7102;//число Прандтля
pgind:=-3*power(10,-9)*power(tgsrind,3)+4.9*power(10,-6)*power(tgsrind,2)-
0.0032460450*tgsrind+1.2276666667;
Gvind:=Dg/pgind;//объемный расход дымовых газов
wvind:=Gvind/Fjs;//скорость дымовых газов
akind:=0.113*Cs*Cz*lgind/dn*power(wvind*dn/vgind,y)*power(Prgind,0.33);
mind:=power(2*akind/(sreb*1st20),0.5);
feind:=1-0.058*mind*hreb;
alindpr:=(Fgltr/Ftr+(1-Fgltr/Ftr)*e*feind)*akind;
kind:=fe*alindpr; // Коэффициент теплопередачи ЭВД
q3ind:=kind*Find*DeltaTLnind/1000;//Тепловой баланс по уравнению ТО
DeltaQind:=(q3ind-q1ind)/q3ind*100;
until(Abs(DeltaQind)<2);
Deltahind:=hhvihind-hvihind;
until(Abs(Deltahind)<5);
pk1:=pk*1000000;
tk:=wspTSP(pk1)-273.15;//Температура конденсата
hk:=wspHSWT(tk+273.15)/1000;//Энтальпия конденсата
//ГПК
tkp:=70;//Температура дренажа П
hkp:=4.19*tkp;//Энтальпия дренажа П
Dd:=(D0vd+D0nd)*Hlsatpd-(D0vd+D0nd-Dp)*Hlsatpd-Dp*hkp)/(hvihind-Hlsatpd);//Расход
пара в Д
Dt:=D0vd+D0nd-Dp-Dvent-Dd;//Расход на теплофикацию
Tvsatpt:=wspTSP(pt1*1000000)-273.15;//Температура насыщения
Hvsatpt:=wspHSST(Tvsatpt+273.15)/1000;//Энтальпия пара
Hlsatpt:=wspHSWT(Tvsatpt+273.15)/1000;//Энтальпия воды

```

```

r:=Hvsatpt-Hlsatpt;//Теплота парообразования
hkk:=(Dt*Hlsatpt+Dvent*hk)/(Dt+Dvent);//Энтальпия воды в точке смешения
tvhgpk:=hkk/4.2;//Температура воды на входе в ГПК
tvhend:=tvhgpk;
Dgpk:=D0vd+D0nd-Dd-Dp;//Расход в ГПК
hvhend:=hkk;//Энтальпия воды на входе в ГПК
hhvihend:=hvhend;
hvihend:=hvhend;
repeat
hvhend:=hvhend+1;//Энтальпия газов на выходе ГПК
tvhend:=wspТРН(Pd*1000000,hvihend*1000)-273.15;//Температура воды на выходе ГПК
q1end:=Dgpk*(hvhend-hvhend);//Тепловой баланс по пару
Igvihend:=Igvihind-q1end/Dg;//Энтальпия газов на выходе ГПК
Тgvihend:=1.0731*power(Igvihend,0.9725);//Температура газов на выходе ГПК
DeltaTbend:=Тgvihend-tvhend;//Большой напор ГПК
DeltaTmend:=Тgvihind-tvihend;//Меньший напор ГПК
DeltaTLnend:=(DeltaTbend-DeltaTmend)/ln(DeltaTbend/DeltaTmend);
tgsrgpk:=(Тgvihend+Тgvihind)/2;//средняя температура газов в ИВД
vggpk:=6*power(10,-11)*power(tgsrgpk,2)+1*power(10,-7)*tgsrgpk+1*power(10,-
5);//кин.вязкость ДГ
lggpk:=1*power(10,-9)*power(tgsrgpk,2)+8*power(10,-5)*tgsrgpk+0.0229;//коэф. т/п ДГ
Prggpk:=6*power(10,-8)*power(tgsrgpk,2)-0.0002*tgsrgpk+0.7102;//число Прандтля
pggpk:=-3*power(10,-9)*power(tgsrgpk,3)+4.9*power(10,-6)*power(tgsrgpk,2)-
0.0032460450*tgsrgpk+1.2276666667;
Gvgpk:=Dg/pggpk;//объемный расход дымовых газов
wggpk:=Gvgpk/Fjs;//скорость дымовых газов
akgpk:=0.113*Cs*Cz*lggpk/dn*power(wggpk*dn/vggpk,y)*power(Prggpk,0.33);
mgpk:=power(2*akgpk/(sreb*1st20),0.5);
fegpk:=1-0.058*mgpk*hreb;
a1gpkpr:=(Fgltr/Ftr+(1-Fgltr/Ftr)*e*fegpk)*akgpk;
kgpk:=fe*a1gpkpr;//Коэффициент теплопередачи ЭВД
q3end:=kgpk*Fend*DeltaTLnend/1000;//Тепловой баланс по уравнению ТО
DeltaQend:=(q3end-q1end)/q3end*100;
until(Abs(DeltaQend)<2);
Deltahend:=hhvihend-hvihend;
until(Abs(Deltahend)<5);
//КУ
Inv:=0;
kpdky:=(Ig0-Igvihend)/(Ig0-Inv);
Qg:=Dg*(Ig0-Igvihend);
Qp:=D0vd*(h0vd-hvhend)+(D0nd-Dd)*(hvihind-hvhend)-Dp*(hkp-hvhend);
qQ:=abs(((Qg-Qp)/Qg)*100);
//ЦВД
vk:=wspVSST(tk+273.15);//Удельный объем конденсата
Zd:=(D0vd+D0nd-Dd-Dp-Dt)*vk;//Суммарный объемный расход
Esk:=0.03;//Потери в СК
P0cvd:=(1-Esk)*P0vd;//Давление пара перед проточной частью ЦВД
t0cvd:=wspТРН(P0cvd*1000000,h0vd*1000)-273.15;//Температура пара перед ЦВД
v0cvd:=wspVPH(P0cvd*1000000,h0vd*1000);//Удельный объем пара перед ЦВД
s0cvd:=wspSPH(P0cvd*1000000,h0vd*1000)/1000;//Энтропия пара перед ЦВД
x0cvd:=wspXPS(P0cvd*1000000,s0cvd*1000);//Степень сухости пара перед ЦВД
htcvd:=wspHPS(P0nd*1000000,s0cvd*1000)/1000;//Энтальпия пара после ЦВД

```

$v_{tcd} = w_{sp} VPS(P_{0nd} * 1000000, s_{0c} * 1000);$  // Удельный объем пара после ЦВД  
 $x_{tcd} = w_{sp} XPS(P_{0nd} * 1000000, s_{0c} * 1000);$  // Степень сухости пара после ЦВД  
 $h_{0c} = h_{0vd} - h_{tcd};$  // Располагаемый теплоперепад ЦВД  
 $k_{pdc} = -4 * power(10, -6) * power(d_{0vd} * 3.6, 2) + 0.003 * d_{0vd} * 3.6 + 0.2718;$   
 $h_{ic} = h_{0c} * k_{pdc};$  // Действительный теплоперепад ЦВД  
 $N_{ic} = h_{ic} * D_{0vd};$  // Внутренняя мощность ЦВД  
 $h_{kcd} = h_{0vd} - h_{ic};$  // Энтальпия пара в конце ЦВД  
 $h_{cm} = ((D_{0vd} - D_p) * h_{kcd} + (D_{0nd} - D_d) * h_{vihind}) / (D_{0vd} + D_{0nd} - D_d - D_p);$  // Энтальпия пара в камере смешения перед ЦСД  
 $P_{cm} = 0.9 * P_{0nd};$  // Давление в камере смешения  
 $t_{cm} = w_{sp} TPH(P_{cm} * 1000000, h_{cm} * 1000) - 273.15;$  // Температура пара перед ЦСД  
 $v_{0cm} = w_{sp} VPH(P_{cm} * 1000000, h_{cm} * 1000);$  // Удельный объем пара перед ЦСД  
 $s_{0cm} = w_{sp} SPH(P_{cm} * 1000000, h_{cm} * 1000) / 1000;$  // Энтропия пара перед ЦСД  
 $x_{0cm} = w_{sp} XPS(P_{cm} * 1000000, s_{0cm} * 1000);$  // Степень сухости пара перед ЦСД  
 $h_{tcsd} = w_{sp} HPS(P_t * 1000000, s_{0cm} * 1000) / 1000;$  // Энтальпия t пара после ЦСД  
 $v_{tcsd} = w_{sp} VPS(P_t * 1000000, s_{0cm} * 1000);$  // Удельный объем пара после ЦСД  
 $x_{tcsd} = w_{sp} XPS(P_t * 1000000, s_{0cm} * 1000);$  // Степень сухости пара после ЦСД  
 $h_{0csd} = h_{cm} - h_{tcsd};$  // Располагаемый теплоперепад ЦСД  
 $D_{0csd} = D_{0vd} + D_{0nd} - D_d - D_p;$  // Расход пара через ЦСД  
 $B_{vlcsd} = 0.1;$   
 $y_{0csd} = 0;$  // Степень влажности перед ЦСД  
 $y_{tcsd} = 1 - x_{tcsd};$  // Степень влажности после ЦСД  
 $h_{scsd} = w_{sp} ROUGHSSS(s_{0cm} * 1000) / 1000;$  // Энтальпия пара на линии насыщения  
 $h_{0vlcsd} = h_{scsd} - h_{tcsd};$  // Теплоперепад влажно о пара  
 $k_{vlcsd} = 1 - 0.4 * (1 - B_{vlcsd}) * (y_{0csd} + y_{tcsd}) * h_{0vlcsd} / h_{0csd};$  // Коэффициент влажности в ЦСД  
 $k_{pdc} = 0.87 * (1 + (h_{0csd} - 400) / 10000) * k_{vlcsd};$  // КПД ЦСД  
 $h_{icsd} = h_{0csd} * k_{pdc};$  // Действительный теплоперепад в ЦСД  
 $N_{icsd} = h_{icsd} * D_{0csd};$  // Внутренняя мощность ЦСД  
 $h_{kcsd} = h_{cm} - h_{icsd};$  // действительная энтальпия после ЦСД  
// ЦНД  
 $h_{0cnd} = h_{kcsd};$  // Энтальпия пара перед ЦНД  
 $D_{0cnd} = D_{vent};$  // Расход пара через ЦНД  
 $N_{icnd} = 0;$  // Внутренняя мощность ЦНД  
 $h_{kcnd} = h_{0cnd};$  // Энтальпия пара на выходе из ЦНД  
 $x_{tcnd} = w_{sp} XPH(p_k, h_{kcnd} * 1000);$  // Степень сухости на выходе из ЦНД  
 $N_i = N_{ic} + N_{icsd} + N_{icnd};$  // Внутренняя мощность паровой турбины  
 $N_e = N_i * 0.99 * 0.98;$  // Электрическая мощность паровой турбины  
// Расчет сетевой установки  
 $Q_{ps} = D_t * r * 0.99;$  // Тепловая мощность т/ф отбора  
 $C_p = w_{sp} CPSWT(T_{vsatp} + 273.15) / 1000;$  // Изобарная теплоемкость воды  
 $G_{sv} = Q_{ps} / (C_p * (t_{ps} - t_{os}));$  // Расход сетевой воды  
 $P_{sp} = P_t / 1.07;$  // Давление пара в СП  
 $t_{ssp} = w_{sp} TSP(P_{sp} * 1000000) - 273.15;$  // Температура насыщения воды в СП  
 $N_{sp} = 5;$  // Недогрев в СП  
 $t_{ps1} = t_{ssp} - N_{sp};$  // Температура за ПС-1  
// Техничко-экономические показатели ПГУ  
 $Q_{pr} = D_p * (h_{kcd} - h_{kp});$  // Тепловая энергия с производства  
 $Q_t = (Q_{ps} + Q_{pr}) * 0.001;$  // Тепловая энергия с производства и отопления  
 $Q_{nr} = 44.3;$  // Низшая теплота сгорания газа  
 $Q_{yt} = 29.33;$  // Низшая теплота условного топлива  
 $k_{pdtr} = 1;$   
 $B_{gtu} = N_{gtu} / (Q_{nr} * k_{pdgtu});$  // расход топлива

```

Bt:=Qt/(Qnr*kpdtr);//Расход топлива на тепловой потребитель
Be:=Bgtu-Bt;//Расход топлива на электроэнергию
Qky:=D0vd*(h0vd-hkk)+D0nd*(hvihind-hkk);
Qkye:=Qky-Qt;
kpdptu:=Ne/Qkye;//КПД ПТУ
Npgu:=Ngtu+Ne/1000;//Мощность ПГУ
kpdpgu:=kpdgtu+(1-kpdgtu)*kpdky*kpdptu;//КПД ПГУ
Bgtuy:=Bgtu*Qnr/Qty;//условный расход топлива
kpdrgue:=Npgu/(Be*Qnr);//КПД производства э/э
kpdrgut:=Qt/(Bt*Qnr);//КПД производства т/э
bee:=123/kpdrgue;//Расход условного топлива по выработке э/э г.у.т/(кВт*ч)
bet:=34.121/kpdrgut;//Расход условного топлива по выработке т/э г.у.т/ГДж
kpdrguit:=(Npgu+Qt)/(Bgtu*Qnr);//Коэффициент использования теплоты топлива
Ye:=Ne*0.001/(Qt*0.86);//Удельная выработка э/э на тепловом потреблении МВт*ч/Гкал
end;
end;
end.

```

## Приложение В

(обязательное)

### Программа поверочного расчета ПГУ-ТЭЦ с дополнительной турбиной

```
unit Unit1;
interface
uses
  Winapi.Messages, System.SysUtils, System.Variants, System.Classes, Vcl.Graphics,
  Vcl.Controls, Vcl.Forms, Vcl.Dialogs, Vcl.StdCtrls, Math;
type
  TForm1 = class(TForm)
    Button1: TButton;
  procedure Button1Click(Sender: TObject);
  private
    { Private declarations }
  public
    { Public declarations }
  end;
  var
    Form1: TForm1;
implementation
  Function wspHPT(const p: Double; const t: Double): Double; stdcall; external 'okawsp6.dll'; //
  Удельная энтальпия [Дж/кг] как функция величин: давление p [Па], температура t [К]
  Function wspTSP(const p: Double): Double; stdcall; external 'okawsp6.dll'; // Температура на
  линии насыщения [К] как функция величин: давление p [Па]
  Function wspHSST(const t: Double): Double; stdcall; external 'okawsp6.dll'; // Удельная
  энтальпия пара на линии насыщения [Дж/кг] как функция величин: температура t [К]
  Function wspHSWT(const t: Double): Double; stdcall; external 'okawsp6.dll'; // Удельная
  энтальпия воды на линии насыщения [Дж/кг] как функция величин: температура t [К]
  Function wspTPH(const p: Double; const h: Double): Double; stdcall; external
  'okawsp6.dll'; // Температура [К] как функция величин: давление p [Па], удельная энтальпия h
  [Дж/кг]
  Function wspPST(const t: Double): Double; stdcall; external 'okawsp6.dll';
  Function wspSPT(const p: Double; const t: Double): Double; stdcall; external 'okawsp6.dll';
  Function wspHPS(const p: Double; const s: Double): Double; stdcall; external 'okawsp6.dll';
  Function wspSPH(const p: Double; const h: Double): Double; stdcall; external 'okawsp6.dll';
  Function wspVSST(const t: Double): Double; stdcall; external 'okawsp6.dll';
  Function wspVPH(const p: Double; const h: Double): Double; stdcall; external 'okawsp6.dll';
  Function wspVPS(const p: Double; const s: Double): Double; stdcall; external 'okawsp6.dll';
  Function wspXPS(const p: Double; const s: Double): Double; stdcall; external 'okawsp6.dll';
  Function wspROUGHSSS(const s: Double): Double; stdcall; external 'okawsp6.dll';
  Function wspXPH(const p: Double; const h: Double): Double; stdcall; external 'okawsp6.dll';
  Function wspCPSWT(const t: Double): Double; stdcall; external 'okawsp6.dll';
  Function wspKINVISPT(const p: Double; const t: Double): Double; stdcall; external 'okawsp6.dll';
  Function wspTHERMCONDPT(const p: Double; const t: Double): Double; stdcall; external
  'okawsp6.dll';
  Function wspPRANDTLEPT(const p: Double; const t: Double): Double; stdcall; external
  'okawsp6.dll';
  {$R *.dfm}
```

```

procedure TForm1.Button1Click(Sender: TObject);
begin
var
d0vd,d0nd,Tg0,Dg,tps,tos,Fppvd,Fivd,Fevd,Fppnd,Find,Fend,Ngту,kpdgtu,Dp,Pp,
Pt,Pt1,Pt10,Pd,pk,pk1,Ig0,tk,hk,tsps1,Dvent0,Ptoth,Qks,Dvent1,Dt,p0vd,p0nd,
p1vd,Pbvd,Pbvd1,Tvsatvd,Hvsatvd,Hlsatvd,Hlsatd,Hvhbvd,tvihvd,tvhevд,Hlsatpd,
Hvsatpd,hvihvd,hvihevд,t0vd,t0vd1,h0vd,q1ppvd,Igvihppvd,Tgvihppvd,DeltaTbppvд,
DeltaTmppvd,DeltaTLnppvд,kppvд,q3ppvд,DeltaQppvд,hhvihvд,q1ivд,Igvihvд,
Tgvihvд,DeltaTbivд,DeltaTmivд,DeltaTLnivд,kivд,q3ivд,DeltaQivд,Deltahivд,
hvhevд,hhvihevд,tvihevд,q1evд,Igvihevд,Tgvihevд,DeltaTbevд,DeltaTmevд,DeltaTLnevд,
kevд,q3evд,DeltaQevд,Deltahevд,p0nd1,Pbnd,Pbnd1,Tvsatnd,Hvsatnd,Hlsatnd,Hvhbnd,
tvihnd,hvihnd,hvihend,t0nd,t0nd1,h0nd,q1ppnd,Igvihppnd,Tgvihppnd,DeltaTbppnd,
DeltaTmppnd,DeltaTLnppnd,kppnd,q3ppnd,DeltaQppnd,hhvihind,q1ind,Igvihind,Tgvihind,
DeltaTbind,DeltaTmind,DeltaTLnind,kind,q3ind,DeltaQind,Deltahind,Dt1,Dvent2,Dt2,
tkp,hkp,hvhend,hhvihend,tsps,Ptoth1,Tvsatpt,Hlsatpt,Hvsatpt,r1,r2,hkk,tvhgpk,
tvihend,q1end,Dd,Dgpk,Igvihend,Tgvihend,DeltaTbend,DeltaTmend,DeltaTLnend,tvhend,
kgpk,q3end,DeltaQend,Deltahend,Qsp1,Qsp2,tps2,Tvsatpt2,Pt2,tsp2,tsps2,Hvsatpt2,
Hlsatpt2,Cpv1,Cpv2,Gsv1,Gsv2,Dgsv,Dvent20,tsps20,Pt20,kpdky,Inv,Qg,Qp,qQ,Zd,vk,
Esk,P0cvд,t0cvд,v0cvд,s0cvд,x0cvд,htcvд,vtcvд,xtcvд,Hocvд,kpdcvд,Hicvд,Nicvд,
hkcвд,hcm,Pcm,tcm,v0cm,s0cm,x0cm,htcsд,vtcsд,xtcsд,Hocсд,D0csд,Bvlcsд,kvlcsд,
y0csд,ytcsд,hscсд,H0vlcsд,kpdcсд,Hicsд,Nicsд,hkcsд,h0cnd,D0cnd,Nicnd,hkcnd,xtcnd,
Ni,Ne,Ne1,Pdp,tdp,v0dp,s0dp,x0dp,Ptoth2,htcsд,vtcsд,xtcsд,Hocсд,D0csд,y0csд,
ytesд,hscсд,H0vlcsд,kvlcsд,kpdcсд,Hicsд,Nicsд,hkcsд,h0cndt,D0cndt,Nicndt,
hkndt,xtcndt,Nit,Net,Qps,Cp,Gsv,Psp,tssp,Nsp,tps1,Qt,Qpr,kpdptu,Npgu,kpdpgu,Qnr,
Bgtuy,bee,bet,kpdpgut,kpdpgue,kpdpguit,Bgtu,Qyt,Ye,kpdtr,Be,Bt,Nt,Qkye,Qky,a,b,
mseк,dn,sst,dv,breb,hreb,dreb,sreb,s1,s2,ltr,nsek,anst20,an12h,fi,sst20,sst12h,
Fgltr,Freb,Fvnreb,Fnreb,Ftr,Fsek,fe,fr,H,a1,a2,x,Cs,Cz,y,Vdg,Gv,Fjs,e,l12h,lst20,
tvsrppvд,vvppvд,lvppvд,Prvppvд,wp,a2ppvд,tgsrppvд,vgppvд,lgppvд,Prgppvд,pgppvд,
Gvppvд,wgppvд,akppvд,mppvд,feppvд,a1ppvдpr,tgsrivд,vgivд,lgivд,Prgivд,pgivд,
Gvivд,wgivд,akivд,mivд,feivд,a1ivдpr,tvsrppnd,vvppnd,lvppnd,Prvppnd,a2ppnd,
tgsrppnd,vgppnd,lgppnd,Prgppnd,pgppnd,Gvppnd,wgppnd,akppnd,mppnd,feppnd,a1ppndpr,
tgsrevд,vgevд,lgevд,Prgevд,pgevд,Ggevд,wgevд,akevд,mevд,feevд,a1evдpr,tgsrind,
vgind,lgind,Prgind,pgind,Gvind,wgind,akind,mind,feind,a1indpr,tgsrgpk,vggpk,
lggpk,Prggpk,pggpk,Gvgpk,wggpk,akgpk,mgpk,fegpk,a1gpkpr:double;
begin
d0vd:=89.63;//Расход ВД
d0nd:=30.26;//Расход НД
Tg0:=512;//Температура газов
Dg:=738;//Расход газов
tps:=110;//Температура прямой сети
tos:=70;//Температура обратной сети
p0vd:=13;//Давление воды в контуре ВД
p0nd:=0.44;//Давление воды в контуре НД
Fppvd:=26405.8;//Площадь ППВД
Fivд:=51044.11;//Площадь ИВД
Fevд:=58696.79;//Площадь ЭВД
Fppnd:=13026.41;//Площадь ППНД
Find:=50668.22;//Площадь ИНД
Fend:=42738.2;//Площадь ГПК
Ngту:=275;//Мощность ГТУ
Qks:=694;//Тепло, подведенное с топливом в камеру сгорания ГТУ
kpdgtu:=Ngту/Qks;//КПД ГТУ

```

$Dp:=115/3.6$ ; //Расход на производственный отбор  
 $Pp:=1.3$ ; //Давление производственного отбора  
 $Pd:=0.6$ ; //Давление в деаэраторе  
 $pk:=0.005$ ; //Давление в конденсаторе  
 $Ig0:=0.9304*power(Tg0,1.0282)$ ; //Энтальпия газов на входе в КУ  
 $tsps1:=84$ ;  
 $Pt10:=wspPST(tsps1+5+273.15)/1000000$ ;  
 $Dvent0:=268*Pt10/3.6$ ; //Вентиляционный расход в ЦНД  
 $tsps:=tps+5$ ; //Температура пара в СП  
 $Pt1:=wspPST(tsps+273.15)/1000000$ ; //Давление в СП  
 $Ptotb1:=Pt1*1.07$ ;  
 $Dvent1:=Dvent0*Pt1/Pt10$ ;  
 //Геометрические характеристики КУ  
 $a:=5.625$ ; //ширина секции по осям труб  
 $b:=10.1$ ; //высота секции по осям коллерторов  
 $msek:=2$ ; //количество секции по ходу газов  
 $dn:=0.04$ ; //наружный диаметр труб  
 $sst:=0.002$ ; // толщина стенки  
 $dv:=dn-2*sst$ ; //внутренний диаметр труб  
 $breb:=0.005$ ; //шаг ребра  
 $hreb:=0.013$ ; //высота ребра  
 $dreb:=dn+2*hreb$ ;  
 $sreb:=0.001$ ; //толщина ребра  
 $s1:=0.15$ ; //поперечный шаг труб  
 $s2:=0.15$ ; //продольный шаг труб  
 $ltr:=b+0.3$ ; //длина оребренной части трубы  
 $nsek:=76$ ; //количество труб в секции  
 $anst20:=116.7$ ; //номинальное допускаемое напряжение для ст20  
 $an12h:=170$ ; //номинальное допускаемое напряжение для 12X1МФ  
 $fi:=1$ ; //минимальный коэффициент прочности  
 $sst20:=p0vd*dn/(2*fi*anst20+p0vd)$ ;  
 $sst12h:=p0vd*dn/(2*fi*an12h+p0vd)$ ;  
 $Fgltr:=Pi*dn*ltr$ ; //площадь поверхности гладкой трубы  
 $Freb:=Pi/2*(power(dn+2*hreb,2)-power(dn,2))$ ; //площадь боковой поверхности  
 $Fvnreb:=Pi*dn*sreb$ ; //площадь внутренней торцевой поверхности ребра  
 $Fnreb:=Pi*(dn+2*hreb)*sreb$ ; //площадь наружной торцевой поверхности ребра  
 $Ftr:=Fgltr+(Freb+Fnreb-Fvnreb)*ltr/breb$ ; //площадь поверхности т/о оребренной трубы  
 $Fsek:=Ftr*nsek$ ; //площадь поверхности т/о одной секции  
 $fe:=0.8$ ; //коэффициент тепловой эффективности  
 $fr:=1/(2*dn*breb)*(power(dreb,2)-power(dn,2)+2*dreb*sreb)+1-sreb/breb$ ; //коэффициент оребрения  
 $H:=fr*dn/(dn-2*sst)$ ; //отношение оребренной поверхности к внутренней поверхности труб  
 $a1:=s1/dn$ ;  
 $a2:=s2/dn$ ;  
 $x:=a1/a2-1.26/fr-2$ ; //Вспомогательный параметр для шахматного пучка  
 $Cs:=(1.36-Sinh(x)/Cosh(x))*(11/(fr+8)-0.14)$ ; //Поправочный коэффициент Cs  
 $Cz:=3.15*power(2,0.05)-2.5$ ;  
 $y:=0.7+0.08*ArcTan(x)+0.005*fr$ ;  
 $Fjs:=(1-1/a1*(1+2*hreb*sreb/(breb*dn)))^a*b*msek$ ;  
 $e:=0.78$ ;  
 $l12h:=37$ ; //коэффициент теплопроводности металла ребер 12X1МФ  
 $lst20:=43$ ; //коэффициент теплопроводности металла ребер Ст20

```

// П П В Д
p1vd:=p0vd*1000000;//МПа в Па
Pbvd:=1.05*p0vd;//Давление в БВД
Pbvd1:=Pbvd*1000000;//МПа в Па
Tvsatvd:=wspTSP(Pbvd1)-273.15;//Температура насыщения в БВД
Hvsatvd:=wspHSST(Tvsatvd+273.15)/1000;//Энтальпия насыщенного пара в БВД
Hlsatvd:=wspHSWT(Tvsatvd+273.15)/1000;//Энтальпия насыщенной воды в БВД
tvihivd := Tvsatvd;
tvhevd := wspTSP(Pd*1000000)-273.15-5;//Температура пит воды на входе в ЭВД
Hlsatd := wspHSWT(tvhevd+273.15+5)/1000;//Энтальпия насыщения воды в Д
Hlsatpd := wspHSWT(tvhevd+273.15)/1000;//Энтальпия воды на входе в ЭВД
Hvsatpd := wspHSST(tvhevd+273.15)/1000;//Энтальпия пара
hvihivd := Hvsatvd;
hvihevd := Hlsatvd;
repeat
repeat
t0vd:=tvihivd;
repeat
t0vd:=t0vd+0.01;
t0vd1:=t0vd+273.15;//Цельсии в Кельвин
h0vd:=wspHPT(p1vd,t0vd1)/1000;//Энтальпия пара на выходе из контура ВД
q1ppvd:=d0vd*(h0vd-hvihivd);//Тепловой баланс ПП по пару [кВт]
Igvihppvd:=Ig0-q1ppvd/Dg;//Энтальпия газов на выходе из ППВД
Tgvihppvd:=1.0731*power(Igvihppvd,0.9725);//Температура газов на выходе из ППВД
DeltaTbppvd:=Tg0-t0vd;//Больший температурный напор ППВД
DeltaTmppvd:=Tgvihppvd-tvihivd;//Меньший температурный напор ППВД
DeltaTLnppvd:=(DeltaTbppvd-DeltaTmppvd)/ln(DeltaTbppvd/DeltaTmppvd);//Средний
логарифм. напор ППВД
tvsrppvd:=(t0vd+tvihivd)/2;//Средняя температура пара в ППВД
vvppvd:=wspKINVISPT(p1vd,tvsrppvd+273.15);//кин. вязкость пара
lvppvd:=wspTHERMCONDPT(p1vd,tvsrppvd+273.15); //коэф. т/п пара
Prvppvd:=wspPRANDTLEPT(p1vd,tvsrppvd+273.15);//число Прандтля пара
wr:=10;//скорость пара
a2ppvd:=0.023*lvppvd/dv*power(wr*dv/vvppvd,0.8)*power(Prvppvd,0.4);//коэф. т/о от стенки
к пару
tgsrppvd:=(Tg0+Tgvihppvd)/2;//средняя температура газов в ППВД
vgppvd:=6*power(10,-11)*power(tgsrppvd,2)+1*power(10,-7)*tgsrppvd+1*power(10,-5);//кин.
вязкость ДГ
lgppvd := 1*power(10,-9)*power(tgsrppvd,2)+8*power(10,-5)*tgsrppvd+0.0229;//коэф. т/п ДГ
Prgppvd :=6*power(10,-8)*power(tgsrppvd,2)-0.0002*tgsrppvd+0.7102;//число Прандтля ДГ
pgppvd:=-3*power(10,-9)*power(tgsrppvd,3)+4.9*power(10,-6)*power(tgsrppvd,2)-
0.0032460450*tgsrppvd+1.2276666667;//плотность ДГ
Gvppvd:=Dg/pgppvd;//объемный расход дымовых газов
wgppvd:=Gvppvd/Fjs;//скорость дымовых газов
akppvd:=0.113*Cs*Cz*lgppvd/dn*power(wgppvd*dn/vgppvd,y)*power(Prgppvd,0.33);
mppvd:=power(2*akppvd/(sreb*112h),0.5);
feppvd:=1-0.058*mppvd*hreb;
a1ppvdpr:=(Fgltr/Ftr+(1-Fgltr/Ftr)*e*feppvd)*akppvd;
kppvd:=fe*a1ppvdpr/(1+a1ppvdpr/a2ppvd*H);//Коэффициент теплопередачи ППВД
q3ppvd:=kppvd*Fppvd*DeltaTLnppvd/1000;//Тепловой баланс по уравнению ТО
DeltaQppvd:=(q3ppvd-q1ppvd)/q3ppvd*100;//Расхождение тепловосприятий
until(Abs(DeltaQppvd)<2);

```



```

// И В Д
hhvihvd:=hvihvd;
hvihvd:=hvihevd;
repeat
hvihvd:=hvihvd+1;
tvihevd:=wspTPH(Pbvd1,hvihvd*1000)-273.15;//Температура воды на выходе из ИВД
q1ivd:=d0vd*(hvihvd-hvihevd);//Тепловой баланс по пару ИВД
Igvihvd:=Igvihppvd-q1ivd/Dg;//Энтальпия газов на выходе ИВД
Tgvihvd:=1.0731*power(Igvihvd,0.9725);//Температура газов на выходе ИВД
DeltaTbivd:=Tgvihppvd-Tvsatvd;//Большой температурный напор ИВД
DeltaTmivd:=Tgvihvd-Tvsatvd;//Меньший температурный напор И В Д
DeltaTLnivd:=(DeltaTbivd-DeltaTmivd)/ln(DeltaTbivd/DeltaTmivd);//Средний      логарифм.
напор И
tgsrivd:=(Tgvihppvd+Tgvihvd)/2;// средняя температура газов в ИВД
vgivd:=6*power(10,-11)*power(tgsrivd,2)+1*power(10,-7)*tgsrivd+1*power(10,-5);//кин.
вязкость ДГ
lgivd:=1*power(10,-9)*power(tgsrivd,2)+8*power(10,-5)*tgsrivd+0.0229;//коэф. т/п ДГ
Prgivd:=6*power(10,-8)*power(tgsrivd,2)-0.0002*tgsrivd+0.7102; // число Прандтля ДГ
pgivd:=-3*power(10,-9)*power(tgsrivd,3)+4.9*power(10,-6)*power(tgsrivd,2)-
0.0032460450*tgsrivd+1.2276666667;
Gvivd:=Dg/pgivd;//объемный расход дымовых газов
wgivd:=Gvivd/Fjs;//скорость дымовых газов
akivd:=0.113*Cs*Cz*lgivd/dn*power(wgivd*dn/vgivd,y)*power(Prgivd,0.33);
mivd:=power(2*akivd/(sreb*lst20),0.5);
feivd:=1-0.058*mivd*hreb;
alivdpr:=(Fgltr/Ftr+(1-Fgltr/Ftr)*e*feivd)*akivd;
kivd:=fe*alivdpr;//Коэффициент теплопередачи ИВД
q3ivd:=kivd*Fivd*DeltaTLnivd/1000;//Тепловой баланс по уравнению ТО
DeltaQivd:=(q3ivd-q1ivd)/q3ivd*100;//Расхождение тепловосприятий
until(Abs(DeltaQivd)<2);
Deltahivd:=hhvihvd-hvihvd;
until(Abs(Deltahivd)<5);
// Э В Д
hvhevd:=Hlsatpd;
hhvihevd:=hvihevd;
hvihevd:=hvhevd;
repeat
Hvihevd:=hvihevd+1;
tvihevd:=wspTPH(Pbvd1,Hvihevd*1000)-273.15;
q1evd:=d0vd*(Hvihevd-hvhevd);
Igvievd:=Igvihvd-q1evd/Dg;//Энтальпия газов на выходе из ЭВД
Tgvievd:=1.0731*power(Igvievd,0.9725);//Температура газов на выходе из ЭВД
DeltaTbevд:=Tgvievd-tvhevd;//Большой напор ЭВД
DeltaTmevd:=Tgvihvd-tvihevd;//Меньший напор ЭВД
DeltaTLnevд:=(DeltaTbevд-DeltaTmevd)/ln(DeltaTbevд/DeltaTmevd);//Средний лог напор ЭВД
tgsrevд:=(Tgvievd+Tgvihvd)/2;//средняя температура газов в ИВД
vgevд:=6*power(10,-11)*power(tgsrevд,2)+1*power(10,-7)*tgsrevд+1*power(10,-5);//кин.
вязкость ДГ
lgevд:=1*power(10,-9)*power(tgsrevд,2)+8*power(10,-5)*tgsrevд+0.0229; // коэф. т/п ДГ
Prgevд:=6*power(10,-8)*power(tgsrevд,2)-0.0002*tgsrevд+0.7102;//число Прандтля
pgevд:=-3*power(10,-9)*power(tgsrevд,3)+4.9*power(10,-6)*power(tgsrevд,2)-
0.0032460450*tgsrevд+1.2276666667;

```

```

Gvevd:=Dg/pgvevd;//объемный расход дымовых газов
wgevd:=Gvevd/Fjs;//скорость дымовых газов
akevd:=0.113*Cs*Cz*Igevd/dn*power(wgevd*dn/vgevd,y)*power(Prgevd,0.33);
mevd:=power(2*akevd/(sreb*1st20),0.5);
feevd:=1-0.058*mevd*hreb;
a1evdpr:=(Fgltr/Ftr+(1-Fgltr/Ftr)*e*feevd)*akevd;
kevd:=fe*a1evdpr;//Коэффициент теплопередачи ЭВД
q3evd:=kevd*Fevd*DeltaTLnevд/1000;//Тепловой баланс по уравнению теплопередачи
DeltaQevд:=(q3evд-q1evд)/q3evд*100;
until(Abs(DeltaQevд)<2);
Deltahevд:=hhvihevд-hvihevд;
until(Abs(Deltahevд)<5);
// П П Н Д
p0nd1:=p0nd*1000000;//МПа в Па
Pbnd:=1.05*p0nd1;//Давление в БВД
Tvsatnd:=wspTSP(Pbnd)-273.15;//Температура насыщения в БВД
Hvsatnd:=wspHSST(Tvsatnd+273.15)/1000;//Энтальпия насыщенного пара в БВД
Hlsatnd:=wspHSWT(Tvsatnd+273.15)/1000;//Энтальпия насыщенной воды в БВД
tvihind:=Tvsatnd;
hvihind:=Hvsatnd;
hvihend:=Hlsatnd;
repeat
repeat
t0nd:=tvihind;
repeat
t0nd:=t0nd+0.01;
t0nd1:=t0nd+273.15;//Цельсии в Кельвин
h0nd:=wspHPT(p0nd1,t0nd1)/1000;//Энтальпия пара на выходе из контура НД
q1ppnd:=d0nd*(h0nd-hvihind);//Тепловой баланс ПП по пару [кВт]
Igvihppnd:=Igvihевд-q1ppnd/Dg;//Энтальпия газов на выходе из ППНД
Tgvihppnd:=1.0731*power(Igvihppnd,0.9725);//Температура газов на выходе из ППНД
DeltaTbppnd:=Tgvihевд-t0nd;//Большой температурный напор ППНД
DeltaTmppnd:=Tgvihppnd-tvihind;//Меньший температурный напор ППНД
DeltaTLnppnd:=(DeltaTbppnd-DeltaTmppnd)/ln(DeltaTbppnd/DeltaTmppnd);//Средний
логарифм. напор ППНД
tvsrppnd:=(t0nd+tvihind)/2;//Средняя температура пара в ППНД
vvppnd:=wspKINVISPT(p0nd1,tvsrppnd+273.15);//коэф. т/п пара
lvppnd:=wspTHERMCONDPT(p0nd1,tvsrppnd+273.15);//коэф. т/п пара
Prvppnd:=wspPRANDTLEPT(p0nd1,tvsrppnd+273.15);//число Прандтля пара
a2ppnd:=0.023*lvppnd/dv*power(wp*dv/vvppnd,0.8)*power(Prvppnd,0.4);
tgsrppnd:=(Tgvihевд+Tgvihppnd)/2;//средняя температура газов в ППНД
vgppnd:=6*power(10,-11)*power(tgsrppnd,2)+1*power(10,-7)*tgsrppnd+1*power(10,-5);//кин.
вязкость ДГ
lgppnd:=1*power(10,-9)*power(tgsrppnd,2)+8*power(10,-5)*tgsrppnd+0.0229;//коэф. т/п ДГ
Prgppnd:=6*power(10,-8)*power(tgsrppnd,2)-0.0002*tgsrppnd+0.7102;//число Прандтля ДГ
pgppnd:=-3*power(10,-9)*power(tgsrppnd,3)+4.9*power(10,-6)*power(tgsrppnd,2)-
0.0032460450*tgsrppnd+1.2276666667;
Gvppnd:=Dg/pgppnd;//объемный расход дымовых газов
wgppnd:=Gvppnd/Fjs;//скорость дымовых газов
akppnd:=0.113*Cs*Cz*Igppnd/dn*power(wgppnd*dn/vgppnd,y)*power(Prgppnd,0.33);
mppnd:=power(2*akppnd/(sreb*1st20),0.5);
feppnd:=1-0.058*mppnd*hreb;

```

```

a1ppndpr:=(Fgltr/Ftr+(1-Fgltr/Ftr)*e*feppnd)*akppnd;
kppnd:=fe*a1ppndpr/(1+a1ppndpr/a2ppnd*H);//Коэффициент теплопередачи ППНД
q3ppnd:=kppnd*Fppnd*DeltaTLnppnd/1000;//Тепловой баланс по уравнению ТО
DeltaQppnd:=(q3ppnd-q1ppnd)/q3ppnd*100;//Расхождение тепловосприятий
until(Abs(DeltaQppnd)<2);
//ИНД
hhvihind:=hvihind;
hvihind:=hvihend;
repeat
hvihind:=hvihind + 1;
tvihind:=wspTPH(Pbnd,hvihind*1000)-273.15;//Температура воды на выходе из ИВД
q1ind:=d0nd*(hvihind-hvihend);//Тепловой баланс по пару ИВД
Igvihind:=Igvihppnd-q1ind/Dg;//Энтальпия газов на выходе ИВД
Tgvihind:=1.0731*power(Igvihind,0.9725);//Температура газов на выходе ИВД
DeltaTbind:=Tgvihppnd-Tvsatnd;//Большой температурный напор ИВД
DeltaTmind:=Tgvihind-Tvsatnd;//Меньший температурный напор ИВД
DeltaTLnind:=(DeltaTbind-DeltaTmind)/ln(DeltaTbind/DeltaTmind);//Средний
напор И
логарифм.
tgsrind:=(Tgvihppnd+Tgvihind)/2;//средняя температура газов в ИВД
vgrind:=6*power(10,-11)*power(tgsrind,2)+1*power(10,-7)*tgsrind+1*power(10,-5);//кин.
вязкость ДГ
lgind:=1*power(10,-9)*power(tgsrind,2)+8*power(10,-5)*tgsrind+0.0229;//коэф. т/п ДГ
Prgind:=6*power(10,-8)*power(tgsrind,2)-0.0002*tgsrind+0.7102;//число Прандтля
pgind:=-3*power(10,-9)*power(tgsrind,3)+4.9*power(10,-6)*power(tgsrind,2)-
0.0032460450*tgsrind+1.2276666667;
Gvind:=Dg/pgind; // объемный расход дымовых газов
wgvind:=Gvind/Fjs; // скорость дымовых газов
akind:=0.113*Cs*Cz*lgind/dn*power(wgvind*dn/vgvind,y)*power(Prgind,0.33);
mind:=power(2*akind/(sreb*1st20),0.5);
feind:=1-0.058*mind*hreb;
a1indpr:=(Fgltr/Ftr+(1-Fgltr/Ftr)*e*feind)*akind;
kind:=fe*a1indpr;//Коэффициент теплопередачи ИВД
q3ind:=kind*Find*DeltaTLnind/1000;//Тепловой баланс по уравнению ТО
DeltaQind:=(q3ind-q1ind)/q3ind*100;
until(Abs(DeltaQind)<2);
Deltahind:=hhvihind-hvihind;
until(Abs(Deltahind)<5);
pk1:=pk*1000000;
tk:=wspTSP(pk1)-273.15;//Температура конденсата
hk:=wspHSWT(Tk+273.15)/1000;//Энтальпия конденсата
tkp:=70;//Температура дренажа П отбора
hkp:=4.19*tkp;//Энтальпия дренажа П отбора
Esk:=0.03;//Потери в СК
P0cvd:=(1-Esk)*P0vd;//Давление пара перед проточной частью ЦВД
t0cvd:=wspTPH(P0cvd*1000000,h0vd*1000)-273.15;//Температура пара перед ЦВД
v0cvd:=wspVPH(P0cvd*1000000,h0vd*1000);//Удельный объем пара перед ЦВД
s0cvd:=wspSPH(P0cvd*1000000,h0vd*1000)/1000;//Энтропия пара перед ЦВД
x0cvd:=wspXPS(P0cvd*1000000,s0cvd*1000);//Степень сухости пара перед ЦВД
htcvd:=wspHPS(Pp*1000000,s0cvd*1000)/1000;//Энтальпия пара после ЦВД
vtcvd:=wspVPS(Pp*1000000,s0cvd*1000);//Удельный объем пара после ЦВД
xtcvd:=wspXPS(Pp*1000000,s0cvd*1000);//Степень сухости пара после ЦВД
Hocvd:=h0vd-htcvd;//Располагаемый теплоперепад ЦВД

```

```

kpcvd:=-4*power(10,-6)*power(d0vd*3.6,2)+0.003*d0vd*3.6+0.2718;
Hicvd:=Hocvd*kpcvd;//Действительный теплоперепад ЦВД
Nicvd:=Hicvd*D0vd;//Внутренняя мощность ЦВД
hkcvd:=h0vd-Hicvd;//Энтальпия пара в конце ЦВД
Dd:=((D0vd+D0nd)*Hlsatpd-(D0vd+D0nd-Dp)*Hlsatpd-Dp*hkp)/(hkcvd-Hlsatpd);//Расход пара
в Д
Dt1:=D0vd-Dp-Dvent1-Dd;//Расход на теплофикацию СП-1
//ГПК
tsps20:=59.34;
Pt20:=wspPST(tsps20+5+273.15)/1000000;
Dvent20:=0.05*D0nd;//Вентиляционный раход в дополнительную турбину
Hvsatpt:=wspHSST(tsps+273.15)/1000;//Энтальпия пара в СП-1
Hlsatpt:=wspHSWT(tsps+273.15)/1000;//Энтальпия воды в СП-1
r1:=Hvsatpt-Hlsatpt;//Теплота парообразования в СП-1
Qsp1:=Dt1*r1*0.99;//Тепловая мощность 1 отопительного отбора
Cpv1:=wspCPSWT(tsps+273.15)/1000;
tsp2:=tos;//Температура сетевой воды после СП-2
repeat
tsp2:=tsp2+0.01;
tsp2:=tsp2+5;
Pt2:=wspPST(tsps2+273.15)/1000000;
Ptotb2:=Pt2*1.07;
Dvent2:=Dvent20*Pt2/Pt20;
Dt2:=D0nd-Dvent2;//Расход на теплофикацию СП-2
Hvsatpt2:=wspHSST(tsps2+273.15)/1000;//Энтальпия пара в СП-2
Hlsatpt2:=wspHSWT(tsps2+273.15)/1000;//Энтальпия воды в СП-2
Cpv2:=wspCPSWT(tsps2+273.15)/1000;
r2:=Hvsatpt2-Hlsatpt2;//Теплота парообразования в СП-2
Qsp2:=Dt2*r2*0.99;//Тепловая мощность 2 отопительного отбора
Gsv2:=Qsp2/(Cpv2*(tsp2-tos));
Gsv1:=Qsp1/(Cpv1*(tps-tsp2));
Dgsv:=(Gsv2-Gsv1)/Gsv2*100;
until(Abs(Dgsv)<0.2);

hkk:=(Dt1*Hlsatpt+Dt2*Hlsatpt2+(Dvent1+Dvent2)*hk)/(Dt1+Dt2+Dvent1+Dvent2);//Энтальпия
воды в точке смешения
tvhgpk:=hkk/4.2; // Температура воды на входе в ГПК
tvhend:=tvhgpk;
Dgpk:=D0vd+D0nd-Dd-Dp;//Расход в ГПК
hvhend:=hkk;//Энтальпия воды на входе в ГПК
hhvihend:=hvhend;
hvihend := hvhend;
repeat
hvihend:=hvihend+1;//Энтальпия газов на выходе ГПК
tvhend:=wspTPH(Pd*1000000,hvihend*1000)-273.15+5;//Температура воды на выходе ГПК
q1end:=Dgpk*(hvihend-hvhend);//Тепловой баланс по пару
Igvihend:=Igvihind-q1end/Dg;//Энтальпия газов на выходе ГПК
Tgvihend:=1.0731*power(Igvihend,0.9725);//Температура газов на выходе ГПК
DeltaTbend:=Tgvihend-tvhend;//Больший напор ГПК
DeltaTmend:=Tgvihind-tvhend;//Меньший напор ГПК
DeltaTLnend:=(DeltaTbend-DeltaTmend)/ln(DeltaTbend/DeltaTmend);
tgsrgpk:=(Tgvihend+Tgvihind)/2;//средняя температура газов в ИВД

```

```

vggpk:=6*power(10,-11)*power(tgsrgpk,2)+1*power(10,-7)*tgsrgpk+1*power(10,-5); // кин.
вязкость ДГ
lggpk:=1*power(10,-9)*power(tgsrgpk,2)+8*power(10,-5)*tgsrgpk+0.0229; // коэффициент
теплопроводности ДГ
Prggpk:=6*power(10,-8)*power(tgsrgpk,2)-0.0002*tgsrgpk+0.7102;//число Прандтля
pggpk:=-3*power(10,-9)*power(tgsrgpk,3)+4.9*power(10,-6)*power(tgsrgpk,2)-
0.0032460450*tgsrgpk+1.2276666667;
Gvgpk:=Dg/pggpk;//объемный расход дымовых газов
wggpk:=Gvgpk/Fjs;//скорость дымовых газов
akgpk:=0.113*Cs*Cz*lggpk/dn*power(wggpk*dn/vggpk,y)*power(Prggpk,0.33);
mgpk:=power(2*akgpk/(sreb*lst20),0.5);
fegpk:=1-0.058*mgpk*hreb;
algpkpr:=(Fgltr/Ftr+(1-Fgltr/Ftr)*e*fegpk)*akgpk;
kgrp:=fe*algpkpr;//Коэффициент теплопередачи И
q3end:=kgrp*Fend*DeltaTLend/1000;//Тепловой баланс по уравнению ТО
DeltaQend:=(q3end-q1end)/q3end*100;
until(Abs(DeltaQend)<2);
Deltahend:=hhvihend-hvihend;
until(Abs(Deltahend)<10);
//КУ
Inv:=0;
kpdky:=(Ig0-Igvihend)/(Ig0-Inv);
Qg:=Dg*(Ig0-Igvihend);
Qp:=(D0vd-Dd-Dp)*(h0vd-hvhend)+(D0nd)*(h0nd-hvhend)+Dp*(h0vd-hkp)+Dd*(h0vd-hkcvd);
qQ:=abs(((Qg-Qp)/Qg)*100);
//ЦВД
vk:=wspVSST(tk+273.15);//Удельный объем конденсата
Zd:=(D0vd-Dp-Dd-Dt1)*vk;//Суммарный объемный расход
hcm:=hkcvd;//Энтальпия пара в перед ЦСД
Pcm:=0.9*Pp;//Давление перед ЦСД
tcm:=wspTPH(Pcm*1000000,hcm*1000)-273.15;//Температура пара перед ЦСД
v0cm:=wspVPH(Pcm*1000000,hcm*1000);//Удельный объем пара перед ЦСД
s0cm:=wspSPH(Pcm*1000000,hcm*1000)/1000;//Энтродия пара перед ЦСД
x0cm:=wspXPS(Pcm*1000000,s0cm*1000);//Степень сухости пара перед ЦСД
htcsd:=wspHPS(Ptotb1*1000000,s0cm*1000)/1000;//Энтальпия t пара после ЦСД
vtcsd:=wspVPS(Ptotb1*1000000,s0cm*1000);//Удельный объем пара после ЦСД
xtcsd:=wspXPS(Ptotb1*1000000,s0cm*1000);//Степень сухости пара после ЦСД
Hocsd:=hcm-htcsd;//Располагаемый теплоперепад ЦСД
D0csd:=D0vd-Dp-Dd;//Расход пара через ЦСД
Bvlcsd:=0.1;
y0csd:=0;//Степень влажности перед ЦСД
ytcsd:=1-xtcsd;//Степень влажности после ЦСД
hscsd:=wspROUGHSSSS(s0cm*1000)/1000;//Энтальпия пара на линии насыщения
H0vlcsd:=hscsd-htcsd;//Теплоперепад влажног о пара
kvlcsd:=1-0.4*(1-Bvlcsd)*(y0csd+ytcsd)*H0vlcsd/Hocsd;//Коэффициент влажности в ЦСД
kpdcsd:=0.87*(1+(Hocsd-400)/10000)*kvlcsd;//КПД ЦСД
Hicsd:=Hocsd*kpdcsd;//Действительный теплоперепад в ЦСД
Nicsd:=Hicsd*D0csd;//Внутренняя мощность ЦСД
hkcsd:=hcm-Hicsd;//действительная энтальпия после ЦСД
//ЦНД
h0cnd:=hkcsd;//Энтальпия пара перед ЦНД
D0cnd:=Dvent1;//Расход пара через ЦНД

```

```

Nicnd:=0;//Внутренняя мощность ЦНД
hkcmd:=h0cmd;//Энтальпия пара на выходе из ЦНД
xtcmd:=wspXPH(pk1,hkcmd*1000);//Степень сухости на выходе из ЦНД
Ni:=Nicvd+Nicsd+Nicnd;//Внутренняя мощность паровой турбины
Ne1:=Ni*0.99*0.98;//Электрическая мощность паровой турбины
//Расчет дополнительной турбины
Pdp:=0.93*P0nd;
tdp:=wspTPH(Pdp*1000000,h0nd*1000)-273.15;//Температура пара перед доп турбиной
v0dp:=wspVPH(Pdp*1000000,h0nd*1000);//Удельный объем пара перед доп турбиной
s0dp:=wspSPH(Pdp*1000000,h0nd*1000)/1000;//Энтропия пара перед доп турбиной
x0dp:=wspXPS(Pdp*1000000,s0dp*1000);//Степень сухости пара перед доп турбиной
htcsdt:=wspHPS(Ptotb2*1000000,s0dp*1000)/1000;//Энтальпия t пара в Отопительном отборе
vtcsdt:=wspVPS(Ptotb2*1000000,s0dp*1000);//Удельный объем пара в Отопительном отборе
xtcsdt:=wspXPS(Ptotb2*1000000,s0dp*1000);//Степень сухости пара в Отопительном отборе
Hocsdt:=h0nd-htcsdt;//Располагаемый теплоперепад
D0csdt:=D0nd;//Расход пара через доа турбину до отбора
y0csdt:=0;//Степень влажности перед ЦСД
ytcsdt:=1-xtcsdt;//Степень влажности после ЦСД
hscsdt:=wspROUGHSSSS(s0dp*1000)/1000;//Энтальпия пара на линии насыщения
H0vlcsdt:=hscsdt-htcsdt;//Теплоперепад влажног о пара
kvlcsdt:=1-0.4*(1-Bvlcsd)*(y0csdt+ytcsdt)*H0vlcsdt/Hocsdt;//Коэффициент влажности в ЦСД
kpdcsdt:=0.827;
Hicsdt:=Hocsdt*kpdcsdt;//Действительный теплоперепад в ЦСД
Nicsdt:=Hicsdt*D0csdt;//Внутренняя мощность ЦСД
hkcsdt:=h0nd-Hicsdt;//действительная энтальпия после ЦСД
h0cmdt:=hkcsdt;//Энтальпия пара перед ЦНД
D0cmdt:=Dvent2;//Расход пара через ЦНД
Nicndt:=0;//Внутренняя мощность ЦНД
hkcmdt:=h0cmdt;//Энтальпия пара на выходе из ЦНД
xtcmdt:=wspXPH(pk1,hkcmdt*1000);//Степень сухости на выходе из ЦНД
Nit:=Nicsdt+Nicndt;//Внутренняя мощность паровой турбины
Net:=Nit*0.99*0.98;//Электрическая мощность паровой турбины
Ne:=Ne1+Net;
// Расчет сетевой установки
Qps:=Gsv2*(tps-tos)*Cpv1;
//Технико-экономические показатели ПГУ
Qpr:=Dp*(hkcvd-hkp);//Тепловая мощность производства
Qt:=(Qps+Qpr)*0.001;//Тепловая мощность производства и отопления
Qnr:=44.3;//Низшая теплота сгорания газа
kpdtr:=1;
Vgtu:=Ngtu/(Qnr*kpdgtu);//расход топлива
Vt:=Qt/(Qnr*kpdtr);//Расход топлива на тепловой потребитель
Ve:=Vgtu-Vt;//Расход топлива на электроэнергию
Qyt:=29.33;//Низшая теплота условного топлива
Qky:=D0vd*(h0vd-hkk)+D0nd*(h0nd-hkk);
Qkye:=Qky-Qt;
kpdptu:=Ne/Qkye;//КПД ПТУ
Npgu:=Ngtu+Ne/1000;//Мощность ПГУ
kpdpgu:=kpdgtu+(1-kpdgtu)*kpdky*kpdptu;// КПД ПГУ
Vgtuy:=Vgtu*Qnr/Qyt;//условный расход топлива
kpdpgue:=Npgu/(Ve*Qnr);//КПД производства э/э
kpdpgut:=Qt/(Vt*Qnr);//КПД производства т/э

```

```
bee:=123/kpdrpue;//Расход условного топлива по выработке э/э г.у.т/(кВт*ч)
bet:=34.121/kpdrpgut;//Расход условного топлива по выработке т/э г.у.т/ГДж
kpdrpguit:=(Nrgu+Qt)/(Bgtu*Qnr);//Коэффициент использования теплоты топлива
Nt:=Ne;
Ye:=Nt*0.001/(Qt*0.86);//Удельная выработка э/э на тепловом потреблении МВт*ч/Гкал
end;
end;
end.
```