

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт: Электронного обучения
Специальность: 140404 Атомные электрические станции и установки
Кафедра: Атомных и тепловых электростанций

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

Тема работы
ПРОЕКТ МОДЕРНИЗАЦИИ ЧАСТИ ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ ТУРБОУСТАНОВКИ Р-12-90/18 СЕВЕРСКОЙ ТЭЦ

УДК 621.311.22.002.5:621.181.2.001.6-048.37(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-6101	Рабский Андрей Геннадьевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	С.В. Лавриненко	-		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры менеджмента	С.И. Сергейчик	к.т.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент кафедры экологии и безопасности жизнедеятельности	Ю.А. Амелькович	к.т.н., доцент		

По разделу «Автоматизация технологических процессов и производств»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент кафедры автоматизации технологических процессов	В.С. Андык	к.т.н., доцент		

Нормоконтроль

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель кафедры АТЭС	М.А.Вагнер	-		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Атомных и тепловых электростанций	А.С. Матвеев	к.т.н., доцент		

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт Электронного обучения
Специальность подготовки **140404 Атомные электрические станции и установки**
Кафедра «Атомных и тепловых электростанций»

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой АТЭС ЭНИН
А.С. Матвеев

(Подпись)

(Дата)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

дипломного проекта

(бакалаврской работы, /работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
З-6101	Рабскому Андрею Геннадьевичу

Тема работы:

Проект модернизации части высокого давления турбоустановки Р-12-90/18 Северской ТЭЦ

Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

20 января 2017 года

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(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.).

Целью обзора является сбор и обобщение информации об опыте применения, современном уровне развития и потенциале технологий цилиндра высокого давления. Объектом исследования в работе является часть высокого давления. Предметом исследования выступают модернизируемые части, такие как концевые и диафрагменные уплотнения, а также стопорно - регулирующие клапана.

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	1. Выбор наилучших разработок 2. Ведение расчета ступеней 3. Проверка на прочность узлов турбины 4. Проблемы освоения и применения 5. Надежность 6. Стоимость 7. Уровень развития в России 8. Возможные перспективы развития 9. Экологические аспекты 10. Заключение
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	Тепловая Схема установки, модернизируемые узлы, продольный и поперечный разрез цилиндра высокого давления
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент	Сергейчик С.И., доцент кафедры менеджмента
Социальная ответственность	Амелькович Ю.А., доцент кафедры экологии и безопасности жизнедеятельности
Автоматизация технологических процессов	Андык В.С., доцент кафедры автоматизации технологических процессов
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	10 июня 2016 года
--	-------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Лавриненко С.В.	-		10.06.16

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-6101	Рабский Андрей Геннадьевич		10.06.16

Реферат

Дипломная работа 93стр., 11 рисунков, 10 таблицы, 29 источников литературы, 6 листов графического материала.

Проект модернизации части высокого давления турбоустановки Р-12-90/18 Северской ТЭЦ .

Ключевые слова: $h-S$ диаграмма, паровая турбина, щеточные уплотнения, стопорно – регулирующие клапана, система парораспределения, тепловой расчет ступени, противодавление.

Объект исследования: Часть высокого давления турбины

Цель работы – формирование методики модернизации концевых и диафрагменных уплотнений а так же стопорно - регулирующих клапанов, для увеличения КПД цилиндра.

В процессе проектирования проводились тепловые расчеты ступеней турбоагрегата. А так же расчет не прочность некоторых основных элементов части высокого давления.

В результате проектирования выявили зависимость увеличения электрической и тепловой мощности от увеличения КПД цилиндра.

Область применения: паровые турбины.

Экономическая эффективность/значимость работы: положительный годовой экономический эффект, и понижение топливной составляющей себестоимости.

Предлагаю заняться усовершенствованием опорных и опорно - упорных подшипников для повышения КПД турбины.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Реферат	7
Введение.....	10
Обзор литературы	12
Объект и метод исследования.....	14
1. Основная часть	15
1.1 Щеточные уплотнения.....	15
1.2 Стопорно-регулирующие клапана	17
1.3 Модернизация системы парораспределения высокого давления	20
1.4 Построение h-S диаграммы.....	21
1.5 Предварительный расчет первой ступени	24
1.6 Определение числа ступеней цилиндра и их параметров	26
1.6.1 Подробный тепловой расчет первой ступени	29
1.6.2 Результаты расчетов промежуточных ступеней.....	38
1.6.3 Подробный тепловой расчет шестой ступени	41
1.7 Расчет элементов турбины на прочность	49
1.7.1 Определение критического числа оборотов ротора.....	49
1.7.2 Расчет осевого усилия на ротор турбины (в пределах первой ступени).....	50
1.7.3 Расчет лопатки ступени на растяжение и изгиб	52
1.7.4 Расчет шейки вала на скручивание	56
1.8 Разработка Регулирования подачи пара на уплотнения	58
2. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение..	61
3. Социальная ответственность	69
3.1 Производственная безопасность	69
3.2 Экологическая безопасность	79
3.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	82
3.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	85
Заключение	90
Список публикаций.....	91

Графический материал:

ФЮРА.311007.002 ВО Поперечный разрез турбины Р-12.7-90/18

ФЮРА.311007.003 ТЗ Тепловая схема Северской ТЭЦ

ФЮРА.311007.004 АСР давления в концевых уплотнениях

ФЮРА.311007.005 СБ Регулирующий клапан и Щеточное уплотнение

ФЮРА.311007.006 ТЗ Тепловая схема турбины Р-12.7-90/18

ФЮРА.311007.007 ВО Продольный разрез турбины Р-12.7-90/18

					ФЮРА.311007.001 ПЗ	Лист
						9
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

Введение

Модернизация паровой турбины по истечению её срока службы важный выбор для руководства станции. В связи со строительством объектов и расширением жилой зоны города, для ТЭЦ просто необходимо увеличивать мощность и объёмы для турбин с отработавшим сроком службы. Для установки новой паровой турбины с большей мощностью требуются большие капитальные вложения. Установка нового оборудования включает в себя демонтаж старого оборудования, трубопроводов, фундамента. В свою очередь модернизация позволит обойтись только демонтажем старого оборудования. Исключить все строительные работы связанные с фундаментом, ответственные работы с паропроводами и в общем обвязкой турбины. Весь смысл модернизации увеличить Электрическую мощность турбины оставив габаритные размеры цилиндра неизменными что существенно сэкономит финансовые вложения и время.

Турбины данного типа были спроектированы давно и не соответствуют времени, работа на данном оборудовании выгодна только из – за того что они уже окупились. Увеличиваться мощность будет за счет более современного подхода.

Модернизацию предлагаю делать при помощи увеличения КПД проточной части цилиндра высокого давления. Повышать КПД буду за счет замены диафрагменных и концевых уплотнений старого образца на те же нового поколения. Так же в работе будут пересчитаны все ступени лопаточного аппарата, для подбора более совершенных углов лопаток. Еще один важный аспект модернизации замена регулирующих клапанов. Установка регулирующих клапанов четвертого поколения, это решение которое повысит не только безопасность работы цилиндра высокого давления. Но и продолжительность их эксплуатации, повышение виброустойчивости, исключение отсосов протечек пара от штоков клапанов и улучшение ремонтпригодности.

					ФЮРА.311007.001 ПЗ	Лист
						10
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

Подчеркну исключительную роль проточной части в процессе выработки электроэнергии: если путем ее совершенствования удастся увеличить мощность паровой турбины на 1 %, то КПД ТЭС возрастет также на 1 %; если же на той же ТЭС сэкономить 1 % топлива в котле, то ее КПД возрастет только на 0,4 %, так как КПД преобразования теплоты в работу находится на уровне 40 %.

Совершенствование турбины — это самый универсальный способ повышения экономичности ТЭС: он всегда дает эффект вне зависимости от параметров пара, тепловой схемы, условий эксплуатации и т.д. Даже наоборот: чем менее совершенна турбоустановка, тем больший относительный эффект от совершенствования турбины.

					ФЮРА.311007.001 ПЗ	Лист
						11
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

Обзор литературы

Вполне понятно, что нормальная работа ТЭЦ может быть обеспечена при наличии постоянных тепловых нагрузок. Однако теперь сложилась ситуация, когда вследствие спада производства и уменьшения потребления технологического пара, на промышленных ТЭЦ невозможно вырабатывать проектные электрические мощности. В состав значительного количества промышленных предприятий входят ТЭЦ, оснащённые противодавленческими турбинами. [1]

Предложено несколько способов решения этой задачи [2]:

Первый способ подразумевает установку новой приключенной турбины с начальным давлением, равным давлению выхлопа турбин, т.е. около 1.5 МПа.

Другим способом предлагается в качестве приключенной турбины использовать ЦСД или ЦНД других турбин (типов ПТ-80, 65, 140) у которых ЦВД нуждается в замене, а ЦСД и ЦНД допускают дальнейшую эксплуатацию.

В технической литературе имеются также и другие варианты использования противодавленческих турбин, позволяющие обеспечить их круглогодичную эксплуатацию независимо от наличия или отсутствия потребителей пара. В пару к таким турбинам начали устанавливать небольшие турбины типа К (конденсационные), рассчитанные на работу с низким давлением пара. Т.е. после того, как пар отработал в турбине Р, он не идёт стороннему потребителю, а поступает на вход дополнительно установленной турбины типа К, где завершает свою работу и конденсируется в конденсаторе. [3]

«Комтек-Энергосервис» предлагает перевести турбину типа «Р» на противодавление с организацией дополнительного отбора. Отборный пар можно использовать для подогрева сетевой воды или основного конденсата. Реконструкция не затрагивает парораспределение турбины и лопаточный

					ФЮРА.311007.001 ПЗ	Лист
						12
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

аппарат, что, в случае необходимости, позволяет трансформировать турбину в исходное состояние «до реконструкции» в максимально сжатые сроки. [4]

Перечисленные способы трудоемки, требуют значительной переделки схемы, в том числе и схемы регулирования, требуют приобретения нового оборудования, продолжительны по времени внедрения и, в итоге, являются достаточно дорогостоящими.

Турбина с противодавлением должна обслуживать систему отопления. В этом случае значительная нагрузка турбины достигается лишь в холодные зимние месяцы, при большом расходе теплоты на отопление. В летнее время, когда отопление не требуется, турбина может оказаться совсем без нагрузки, и тогда не только сама турбина, но и связанное с ней электрическое оборудование не используются. Поэтому турбина с противодавлением целесообразна при таких тепловых потребителях, нагрузка которых держится на достаточно высоком уровне круглый год, например для химического производства. Давление пара, идущего к тепловому потребителю, как правило, требуется поддерживать постоянным. [5]

На Северской ТЭЦ находится две противодавленческие турбины и тринадцать конденсационных, поэтому противодавленческие турбины работают только в отопительный сезон. Для установки параллельно конденсационной турбины нету места, а пристраивать здание требует высоких капитальных затрат. Лучшим вариантом для турбины отработавшей свой срок, будет установка модернизированной турбины такого же типа. Основным преимуществом является установка модернизированного оборудования на старые опоры с сохранением почти всех габаритных размеров. Это решение позволит сохранить и все используемые трубопроводы и прилежащие к ним металлоконструкции. Используя новые технологии в работе турбины, будет обеспечена более надежная работа турбоустановки, повышен КПД, как результат увеличена выработка

					ФЮРА.311007.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

электроэнергии при тех же параметрах пара и расхода. Как следствие снижение себестоимости продукции.

Объект и метод исследования

Объектом исследования является цилиндр высокого давления турбоустановки Р-12-90/18 Северской ТЭЦ .

Цель работы – разработка проекта модернизации части высокого давления для увеличение КПД цилиндра с возможностью выработки большей электрической энергии при сохранении фундамента и габаритных размеров ЦВД.

В расчётной части проекта проведён подробный конструкторский расчёт проточной части цилиндра и расчеты на прочность.

В соответствии с полученными результатами можно проектировать корпус цилиндра высокого давления так, чтобы попасть на старые опоры и остаться с неизменным фундаментом. В графической части проекта представлен цилиндр по габаритным размерам подходящий на старое место, позволяющий значительно уменьшить капитальные затраты на его установку. И усовершенствованные части высокого давления, за счет которых и увеличивается КПД турбоустановки.

					ФЮРА.311007.001 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

2. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Турбина отслужившая свой срок идет на продление после проведенных ремонтных операций. Но что делать если турбина уже прошла несколько таких продлений? Моим предложением является увеличение электрической и тепловой мощности при помощи модернизации узлов части высокого давления. То есть после утилизации старого оборудования, за место установки идентичной турбины, предлагается установить турбину таких же габаритов, с теми же входными и выходными патрубками, с теми же параметрами пара на входе, но с большей мощностью.

Капитальные вложения в проектируемую турбину определены из источников производителей данной продукции, соответствуют капиталовложениям турбины старого образца. Капитальные вложения на производимые работы на турбине взяты из предложенной суммы работ, организации занимающейся монтажом и ремонтом турбинного оборудования:

Таблица 5 - Структура капиталовложений в ЧВД

Виды затрат:	Стоимость, тыс.руб.
Корпус Цилиндра	5000
Щеточные уплотнения	500
Стопорно-регулирующие клапана	1000
Парораспределение высокого давления	1000
Ротор	2000
Диафрагмы	500
Итого:	10000

Таблица 6 - Демонтаж, монтаж оборудования

Виды затрат:	Стоимость, тыс.руб.
Вскрытие корпуса турбины	30

Продолжение таблицы 6

Виды затрат:	Стоимость, тыс.руб.
Разборка проточной части	29
Центровка проточной части	29
Выставление радиальных зазоров концевых и диафрагменных уплотнений	117
Контрольная сборка цилиндра	20
Сборка и закрытие цилиндра	47
Центровки ротора ЦВД к Генератору	43
Маятниковая проверка РВД	2
Устранение коленчатости соединения пары роторов турбоагрегата	36
Стендовая наладка и испытание узлов импульсной части системы регулирования защиты	102
Снятие и установка обшивки турбин	5
Итого:	460

Установленная электрическая мощность $N_H = 12,7$ МВт , $N_{CT} = 12$ МВт

Эксплуатационная готовность определяем как:

$$\mathcal{E}_{\text{гот.н}}^{\text{пл}} = N_H \cdot t_{\text{пл}} = 12,7 \cdot 10^3 \cdot 5760 = 7,315 \cdot 10^7 \text{ кВт} \cdot \text{ч},$$

$$\mathcal{E}_{\text{гот.ст}}^{\text{пл}} = N_{\text{ст}} \cdot t_{\text{пл}} = 12 \cdot 10^3 \cdot 5760 = 6,912 \cdot 10^7 \text{ кВт} \cdot \text{ч},$$

где $t_{\text{пл}} = 5760$ ч – планируемый период (отопительный сезон 8 месяцев);

Планирование годовых издержек производства и себестоимости электрической энергии

При планировании годовых издержек на производство продукции составляется смета со следующими основными экономическими элементами затрат:

					ФЮРА.311007.001 ПЗ	Лист
						62
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

1. заработная плата со всеми начислениями;
2. амортизация;
3. прочие расходы.

Планирование издержек на заработную плату

Общая численность персонала станции в укрупненных расчетах определяется путем умножения штатного коэффициента на установленную мощность. Штатный коэффициент может быть определен из [12] с.208:

Основной годовой фонд зарплаты производственного персонала определяется как:

$$I_n^{осн} = n_{шт} \cdot N_y \cdot \Phi_{год}^{cp} \cdot (1 + \alpha_{пр}) = 5 \cdot 12,7 \cdot 50 \cdot (1 + 0,3) = 4,128 \text{ млн.руб,}$$

где $\Phi_{год}^{cp}$ – среднегодовой фонд зарплаты на одного человека; для ТЭЦ величина $\Phi_{год}^{cp}$ составляет 30...50 МРОТ (минимальной месячный размер оплаты труда)

$\alpha_{пр}$ – премиальный фонд (20...40%) от заработной платы.

Помимо фонда основной заработной платы ТЭЦ формирует фонд дополнительной заработной платы $I_{зн}^{доп}$, из которого осуществляется оплата очередных отпусков и другие выплаты, не связанные с рабочим временем. Фонд дополнительной заработной платы обычно определяется в процентах (15-20%) от фонда основной заработной платы:

$$I_n^{доп} = (0,15...0,2) \cdot I_n^{осн} = 0,15 \cdot 4,128 = 0,619 \text{ млн.руб.}$$

Полный фонд заработной платы, включающий в себя помимо основного и дополнительного фондов, должен учитывать страховые взносы во внебюджетные фонды:

$$ECH_n = 0,3 \cdot (I_n^{осн} + I_n^{доп}) = 0,3 \cdot (4,128 + 0,619) = 1,424 \text{ млн.руб,}$$

					ФЮРА.311007.001 ПЗ	Лист
						63
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

из которого 20% подлежит перечислению в Пенсионный фонд, 3,1% - в Фонд обязательного медицинского страхования и 2,9% - в Фонд социального страхования.

Таким образом, полные затраты на заработную плату производственного персонала с учетом выплат во внебюджетные фонды, относимые на себестоимость отпущенной продукции, составляют:

$$I_n^{zn} = I_n^{доп} + I_n^{осн} + ECH_n = 0,619 + 4,128 + 1,424 = 6,171 \text{ млн.руб.}$$

Планирование годовых издержек на амортизацию

Амортизационные отчисления на ТЭС I_a определяются на основе нормы амортизации $H_{ам} = 3,2...3,7\%$ в год. Годовые амортизационные отчисления определяются:

$$I_{ам} = \frac{K_{ту} \cdot H_{ам}}{100} = \frac{10460 \cdot 10^3 \cdot 3,3}{100} = 345,200 \text{ тыс.руб.}$$

Планирование прочих расходов

$$I_n^{np} = 0,02 \cdot (I_n^{zn} + I_{ам}) = 0,02 \cdot (6171 + 345,200) = 130 \text{ тыс.руб.}$$

Годовые издержки на топливо:

Тепловая мощность турбины

$$Q_{тепл}^{нов} = G \cdot Cв \cdot (t_1' \cdot t_1'') = 35,14 \cdot 2,482 \cdot 10^3 \cdot (525 - 325) = 17,44 \text{ МВт}$$

$$Q_{тепл}^{ст} = G \cdot Cв \cdot (t_1' \cdot t_1'') = 35,14 \cdot 2,482 \cdot 10^3 \cdot (525 - 333) = 16,75 \text{ МВт}$$

Где $G = 35,14 \text{ кг/с}$ – расход на турбину

$Cв = f(p_1, t_1) = 2,482 \text{ кДж/кг} \cdot \text{К}$ – изобарная теплоемкость

$t_1' = 525$ – температура на входе в турбины

$t_1'' = 325$ – температура на выходе из старой турбины

$t_1''' = 333$ – температура на выходе из новой турбины

$Q_{отп}$ – количество тепловой энергии, отпущенной потребителям в течение года:

$$Q_{отп}^{нов} = Q_{тепл}^{нов} \cdot t_{пл} = 17,44 \cdot 10^3 \cdot 5760 = 1,005 \cdot 10^8 \text{ кВт} \cdot \text{ч} = 3,618 \cdot 10^5 \text{ ГДж}$$

					ФЮРА.311007.001 ПЗ	Лист
						64
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

$$Q_{отп}^{нов} = Q_{тепл}^{нов} \cdot t_{пл} = 16,75 \cdot 10^3 \cdot 5760 = 9,648 \cdot 10^7 \text{ кВт} \cdot \text{ч} = 3,473 \cdot 10^5 \text{ ГДж}$$

КПД по отпуску электрической и тепловой энергии

$$\eta_{общ}^{ст} = \eta_{Ком} \cdot \eta_{ту}^{ст} = 0,9 \cdot 0,756 = 0,6804$$

$$\eta_{общ}^{нов} = \eta_{Ком} \cdot \eta_{ту}^{нов} = 0,9 \cdot 0,7972 = 0,71748$$

Удельный расход условного топлива на отпускаемую потребителям теплоту будет равен:

$$b_q^{ст} = \frac{10^6}{4,19 \cdot 7000 \cdot \eta_{общ}^{ст}} = \frac{10^6}{4,19 \cdot 7000 \cdot 0,6804} = 50,11 \frac{\text{кг}}{\text{ГДж}},$$

$$b_q^{нов} = \frac{10^6}{4,19 \cdot 7000 \cdot \eta_{общ}^{нов}} = \frac{10^6}{4,19 \cdot 7000 \cdot 0,71748} = 47,52 \frac{\text{кг}}{\text{ГДж}},$$

где $\eta_{Ком}$ к.п.д. электростанции по отпуску тепловой энергии

Тогда годовые расходы условного топлива на производство тепловой энергии соответственно равны:

$$B_q^{нов} = b_q^{нов} \cdot Q_{отп}^{нов} = 47,52 \cdot 3,618 \cdot 10^5 = 1,719 \cdot 10^7 \text{ кг}.$$

$$B_q^{ст} = b_q^{ст} \cdot Q_{отп}^{ст} = 50,11 \cdot 3,473 \cdot 10^5 = 1,74 \cdot 10^7 \text{ кг}.$$

Топливная составляющая. Это основной элемент затрат для тепловой станции, промышленной котельной, который составляет 50...80 % суммы затрат на производство электрической энергии и тепла. Данный вид затрат рассчитывается по формуле

$$И_T^{нов} = B_q^{нов} \cdot \left(1 + \frac{\alpha_n}{100}\right) C_T = 1,719 \cdot 10^7 \cdot \left(1 + \frac{0,5}{100}\right) \cdot 1100 = 1,9 \cdot 10^7 \text{ руб}$$

$$И_T^{ст} = B_q^{ст} \cdot \left(1 + \frac{\alpha_n}{100}\right) C_T = 1,74 \cdot 10^7 \cdot \left(1 + \frac{0,5}{100}\right) \cdot 1100 = 1,924 \cdot 10^7 \text{ руб}$$

Северская ТЭЦ работает на кузнецком каменном угле.

Где C_T - цена за тонну каменного угля 1100 рублей за тонну

$\alpha_n = 0,5$ для твердого топлива

					ФЮРА.311007.001 ПЗ	Лист
						65
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

Топливная составляющая себестоимости электроэнергии, отпускаемой на турбоагрегаты:

$$C_T^{нов} = \frac{1}{24} \cdot \frac{I_T^{нов}}{B_q^{нов} \cdot \eta_{общ}^{нов}} = \frac{1}{24} \cdot \frac{1,9 \cdot 10^7}{1,719 \cdot 10^7 \cdot 0,71748} = 0,0642 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}.$$

$$C_T^{ст} = \frac{1}{24} \cdot \frac{I_T^{ст}}{B_q^{ст} \cdot \eta_{общ}^{ст}} = \frac{1}{24} \cdot \frac{1,924 \cdot 10^7}{1,74 \cdot 10^7 \cdot 0,6804} = 0,0677 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}.$$

Полные годовые издержки на производство электрической энергии

Расчет полных годовых издержек ТЭЦ на производство электрической энергии рассчитываются как сумма годовых издержек на топливо, заработную плату, амортизацию и прочие расходы:

$$I_n^{год} = I_n^{зн} + I_n^{нр} + I_{ам} + I_T^{нов} = 6171 + 130 + 345,2 + 19000 = 25646,2 \text{ тыс.руб.}$$

$$I_{ст}^{год} = I_{ст}^{зн} + I_{ст}^{нр} + I_{ам} + I_T^{ст} = 6171 + 130 + 345,2 + 19240 = 25886,2 \text{ тыс.руб.}$$

Сокращенная калькуляция себестоимости отпущенной электрической энергии

Плановая выработка электроэнергии может быть определена следующим образом:

$$\mathcal{E}_{выр.н}^{пл} = \mathcal{E}_{зот.н}^{пл} \cdot K_z = 7,315 \cdot 10^7 \cdot 0,75 = 5,49 \cdot 10^7 \text{ кВт} \cdot \text{ч},$$

$$\mathcal{E}_{выр.ст}^{пл} = \mathcal{E}_{зот.ст}^{пл} \cdot K_z = 6,912 \cdot 10^7 \cdot 0,75 = 5,184 \cdot 10^7 \text{ кВт} \cdot \text{ч},$$

где K_z – коэффициент загрузки, учитывающий режим работы электростанции в суточном графике нагрузки; для ТЭС, работающих исключительно в базисе суточного графика, можно принять $K_z = 0,7 \dots 0,8$. Принимаем $K_z = 0,75$.

При расчете себестоимости отпущенной электрической энергии необходимо учитывать, что расход электроэнергии на собственные нужды ТЭЦ составляет 5...7% от годовой выработки электрической энергии:

$$\mathcal{E}_н^{элект} = \mathcal{E}_{выр.н}^{пл} - \mathcal{E}_{сн} = 5,49 \cdot 10^7 - 0,07 \cdot 5,49 \cdot 10^7 = 5,106 \cdot 10^7 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

$$\mathcal{E}_{ст}^{элект} = \mathcal{E}_{выр.ст}^{пл} - \mathcal{E}_{сн} = 5,184 \cdot 10^7 - 0,07 \cdot 5,184 \cdot 10^7 = 4,821 \cdot 10^7 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

					ФЮРА.311007.001 ПЗ	Лист
						66
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

При приближенном расчете себестоимости тепловой энергии можно расход тепла на собственные нужды ТЭЦ не учитываем.

Произведем пересчет некоторых показателей в условное топливо согласно, а и именно:

$$\mathcal{E}_{отп}^н = 5,106 \cdot 10^7 \cdot 0,3445 = 1,76 \cdot 10^7 \text{ усл. кВт}\cdot\text{ч};$$

$$\mathcal{E}_{отп}^{ст} = 4,821 \cdot 10^7 \cdot 0,3445 = 1,66 \cdot 10^7 \text{ усл. кВт}\cdot\text{ч};$$

$$\mathcal{E}_{выр}^{год} = \mathcal{E}_{отп}^н + \mathcal{E}_н^{элект} = 1,76 \cdot 10^7 + 5,106 \cdot 10^7 = 6,866 \cdot 10^7 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

$$\Delta I_T^{год} = (C_T^{ст} - C_T^{нов}) \cdot \mathcal{E}_{выр}^{год} = (0,0677 - 0,0642) \cdot 6,886 \cdot 10^7 = 241000 \text{ руб} / \text{год}$$

Срок окупаемости инвестиций

Тогда экономически обоснованный уровень балансовой прибыли определяется следующим образом:

$$Pr_{\delta} = K \cdot \frac{D_{ук}}{100\%} = 10460 \cdot \frac{10\%}{100\%} = 1046 \text{ тыс.руб.}$$

Налог на прибыль, который уплачивается электростанцией:

$$H_{np} = 0,2 \cdot Pr_{\delta} = 0,2 \cdot 1046 = 209 \text{ тыс.руб.}$$

Чистая прибыль, остающаяся в распоряжении электростанции, после уплаты налога на прибыль:

$$Pr_{ч} = Pr_{\delta} - H_{np} = 1046 - 209 = 837 \text{ тыс.руб.}$$

Годичные денежные поступления

$$П = Pr_{ч} - I_{ам} = 837 - 345,2 = 1182,2 \text{ тыс.руб.}$$

$$T = \frac{K_{my}}{П} = \frac{10460000}{1182200} = 8,9 \text{ лет}$$

Годовой сравнительный экономический эффект [13]

$$\mathcal{E}_{год} = \mathcal{Z}_{ст} - \mathcal{Z}_н = 27141,4 - 26901,4 = 240 \text{ тыс.руб.}$$

					ФЮРА.311007.001 ПЗ	Лист
						67
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		

Удельные приведенные затраты на единицу годового выпуска продукции

$$Z_n = K_{\text{ту}} \cdot r + I_n^{\text{год}} = 10460 \cdot 0,12 + 25646,2 = 26901,4 \text{ тыс.руб.}$$

$$Z_{\text{ст}} = K_{\text{ту}} \cdot r + I_n^{\text{год}} = 10460 \cdot 0,12 + 25886,2 = 27141,4 \text{ тыс.руб.}$$

Таблица 7 – Экономические показатели работы турбины

Наименование статей	Размерность	Ст.Образца	Н.образца
1.Капитальные вложения	Руб.	10460	10460
2.Элементы затрат:			
2.1.Топливо	Руб./год	19240	19000
2.2.Заработная плата	Руб./год	6141	6141
2.3.Амортизация	Руб./год	345,2	345,2
2.4.Прочие расходы	Руб./год	130	130
2.5.Полные годовые издержки	Руб./год	25886,2	25646,2
3.Удельные приведенные затраты	Руб.	27141,4	26901,4
4.Топливная составляющая себестоимости	Руб./кВт*ч	0,0647	0,0642
5.Годовой экономический эффект	Руб.	-	240
6.Срок окупаемости проекта	год	-	8,9

Список публикаций

1. Рабский А.Г. Модернизация паровой турбины Р-12-90/18. В сборнике: Интеллектуальные энергосистемы Сборник трудов IV Международного молодёжного форума. 2016. С. 255-257

					ФЮРА.311007.001 ПЗ	Лист
						91
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		