

**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН**

**Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ
ИМЕНИ ГУМАРБЕКА ДАУКЕЕВА**

Кафедра: «Теплоэнергетические установки»

**«УТВЕРЖДАЮ»
Директор ИТЭГТ
Бахтияр Б.Т.**

**«Допущен к защите»
Заведующий кафедрой
Кибарин А.А.**

_____ « _____ » _____ 2020 г.
(подпись)

_____ « _____ » _____ 2020 г.
(подпись)

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

**На тему: ТЭО проекта расширения Аксуской ГРЭС вводом
дополнительной мощности**

Специальность: 5В071700 - Теплоэнергетика

Выполнил: студент группы ТЭС 16-3 Карпиков Ж.М.

Научный руководитель: профессор АУЭС, к.т.н. Кибарин А.А.

_____ « _____ » _____ 20 ____ г.
(подпись)

Консультанты:

по экономической части: профессор к.т.н. Сатова Р.К.

_____ « _____ » _____ 20 ____ г.
(подпись)

по безопасности жизнедеятельности: доцент к.т.н. Приходько Н.Г.

_____ « _____ » _____ 20 ____ г.
(подпись)

Нормоконтролер: старший преподаватель каф. ТЭУ, PhD Олжабаева К.С.

_____ « _____ » _____ 20 ____ г.
(подпись)

Рецензент: заместитель начальника управления по обеспечению АО «АлЭС» Ергарин М.М.

_____ « _____ » _____ 20 ____ г.
(подпись)

Алматы 2020 г.

**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН**

**Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ
ИМЕНИ ГУМАРБЕКА ДАУКЕЕВА**

Институт Теплоэнергетики и Теплотехники
Специальность: Теплоэнергетика
Кафедра: Тепловые энергетические установки

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Студент: Карпиков Ж.М., студент группы ТЭС 16-3

Тема проекта: ТЭО проекта расширения Аксуской ГРЭС вводом дополнительной мощности.

Утверждена приказом ректора №147 от «11» ноября 2019 г.

Срок сдачи законченной работы «20» 06. 2020 г.

Исходные данные к проекту требуемые параметры результатов проектирования (исследования) и исходные данные объекта.

Произвести технико-экономическую оценку проекта реконструкции Аксуской ГРЭС путем модернизации блока №5 (с заменой паровой турбины, вспомогательного оборудования) и увеличением установленной мощности на 25 МВт. Произвести оценку модернизации одного энергоблока с расчетом технико-экономических показателей и сравнением удельных показателей для двух энергоблоков с паровыми турбинами К-300-240 и К-325,23,5. Принять характеристики топлива: Экибастузский уголь: теплотворная способность $Q_{\text{нр}} = 4051$ ккал/кг, $W^{\text{p}} = 4\%$, $A^{\text{p}} = 38,4\%$, $A^{\text{c}} = 40\%$. Принять минимальные изменения тепловой схемы и состава вспомогательного оборудования при реконструкции. Определить основным параметром – повышение эффективности отсеков модернизированной турбины.

Перечень подлежащих разработке дипломного проекта вопросов или краткое содержание дипломного проекта:

1. Произвести расчет блока 300 МВт (блок №5) для оценки технико-экономических показателей.
2. Произвести расчет модернизированного блока 325 МВт (для модернизации блока №5) при модернизации турбин К-300-240, с улучшением их технико-экономических показателей до усовершенствованных К-325-23,5. Оценить технико-экономические показатели нового блока 325 МВт.
3. Определить основные энергетические показатели энергоблока Аксуской ГРЭС в исходном составе и в составе после реконструкции. Оценить увеличение установленной мощности и изменение удельных показателей энергоблока.

4. Химводоподготовка на Аксуской ГРЭС.
5. Произвести расчеты по разделам: БЖД и экология, экономика. Получить величины себестоимости выработки единицы электроэнергии энергоблоком.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

1. Принципиальная тепловая схема К-325-23,5;
2. Принципиальная тепловая схема К-300-240;
3. Продольный разрез парового котла ПК-39-I;
4. Продольный разрез парового котла ПК-39-II-M.

Рекомендуемая основная литература:

1. Рыжкин В.Я. Тепловые электрические станции: Учебник для теплоэнерг. спец. вузов. — М.-Л.: Энергия, 1967. — 400 с.; переиздание 1976, последнее — в 1987 г. — посмертное с участием В.Я. Гиршфельда, С.В. Цанева, И.Н. Тамбиевой, Л.А. Рихтера, Е.И. Гаврилова и др.
2. Елизаров Д.П. Теплоэнергетические установки электростанций. Учебник для вузов. — 2-е изд., перераб. и доп. — М.: Энергоиздат, 1982. — 264 с., ил.
3. Костюк А.Г., Фролов В.В., Булкин А.Е., Трухний А.Д. Паровые и газовые турбины для электростанций. — М.: МЭИ, 2016. — 557 с.: ил.
4. Дорохов Е.В. Основы проектирования тепловой схемы энергоблоков ТЭС на суперкритических параметрах. М.: Издательский дом МЭИ, 2007 - 152 с.

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
Экономика	Профессор к.т.н. Сатова Р.К.	16.05.20- 08.06.20	
Безопасность Жизнедеятельности	Доцент к.т.н. Приходько Н.Г.	16.05.20- 12.06.20	

Аннотация

Рассмотрена структура Аксуской ГРЭС – Электростанция АО «ЕЭК». Показана общая структура станции, описано основное оборудование энергоблоков 300 и 325 МВт. Проведен анализ эффективности модернизации станции за счет замены паровых турбин К-300-240 на усовершенствованные К-325-23,5 с минимальными изменениями. Проведен расчет блоков 300 и 325 МВт по каждому из отсеков, рассчитана система регенерации для каждой из турбин, получены мощности по отсекам и проведено сравнение полученных технико-экономических показателей двух вариантов. Описан вопрос химводоподготовки и химводоочистки на ГРЭС. Проведен экономический расчет себестоимости до и после модернизации применительно к одному энергоблоку. Рассмотрен вопрос БЖД в части анализа наиболее опасных факторов в турбинном цехе, рассчитаны ожидаемые уровни звуковой нагрузки, рассчитано зануление для трансформатора.

Annotation

The structure of Aksu State District Power Station - Power Plant of JSC EEC is considered. The general structure of the station is shown, the basic equipment of 300 and 325 MW power units is described. The analysis of the effectiveness of the modernization of the station by replacing the steam turbines K-300-240 with advanced K-325-23.5 with minimal changes 300 and 325 MW blocks were calculated for each of the compartments, a regeneration system for each of the turbines was calculated, the compartments' capacities were obtained, and the obtained technical and economic indicators of the two options were compared. The issue of chemical water treatment and chemical water treatment at a state district power station is described. An economic calculation of the cost before and after modernization was carried out in relation to one power unit. The issue of life safety in the part of the analysis of the most dangerous factors in the turbine workshop is considered, the expected sound load levels are calculated, the grounding for the transformer is calculated.

Андатпа

Ақсу мемлекеттік электр станциясының - «ЕЭК» АҚ электр станциясының құрылымы қарастырылған. Станцияның жалпы құрылымы көрсетілген, 300 және 325 МВт қуат блоктарының негізгі жабдықтары сипатталған. К-300-240 бу турбиналарын озық К-325-23.5 ауыстыру арқылы станцияны модернизациялау тиімділігінің минималды өзгерістерімен талдау. Бөлімдердің әрқайсысы үшін 300 және 325 МВт блоктар есептелді, турбиналардың әрқайсысы үшін регенерация жүйесі есептелді, бөліктердің қуаттылығы алынды және алынған екі нұсқа бойынша алынған техникалық-экономикалық көрсеткіштер салыстырылды. Мемлекеттік электр станциясында суды химиялық тазарту және химиялық тазарту мәселесі баяндалған. Модернизацияға дейін және кейінгі шығындар бір энергия блогына қатысты экономикалық есептеулер жүргізілді. Турбина цехындағы ең қауіпті факторларды талдау бөлігінде тіршілік қауіпсіздігі мәселесі қарастырылады, күтілетін дыбыстық жүктеме деңгейі есептеледі, трансформатордың жерге тұйықталуы есептеледі.

Содержание

Введение	6
1 Описание текущего состояния энергетической отрасли в Казахстане	7
1.1 Описание Аксуской ГРЭС	8
2 Возможности модернизации тепловой схемы Аксуской ГРЭС	13
2.1 Описание существующего основного оборудования энергоблока	14
2.1.1 Технические характеристики паровых котлов ПК-39-1 и ПК-39-2.....	15
2.1.2 Технические характеристики конденсационных турбин К-300-240 и К-325-23,5	22
2.1.3 Сравнение технико-экономических показателей паровых турбин К-300-240 и К-325-23,5	27
2.1.4 Описание структуры паровой турбины К-325-23,5	32
3. Определение эффективности модернизированного блока	36
3.1 Тепловой расчет блока с паровой турбиной К-300-240	37
3.2 Тепловой расчет блока с паровой турбиной К-325-23,5	53
3.3 Сравнение расчетных показателей паровых турбин	59
4 Спец. вопрос: химводоподготовка на Аксуской ГРЭС	63
5 Экономическая часть	72
5.1 Расчет себестоимости отпуска электрической энергии до расширения	72
5.2 Расчет себестоимости отпуска электрической энергии после расширения	75
6 Безопасность жизнедеятельности	79
6.1 Анализ потенциально опасных и вредных факторов на электростанции воздействующих на работников	79
6.2 Анализ и расчет шума на электростанции	83
6.2.1 Шумовые характеристики.....	83
6.2.2 Расчет уровней шума внутри помещений	84
6.2.3 Расчет зануления электрооборудования	88
Заключение	92
Список использованных источников	94

					ДП-5В071700-2020-ПЗ-ДО					
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Содержание					
Выполнил	Карпиков Ж.М							Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Кибарин А.А.									
Рецензент	Ергарин М.М.							АУЭС, ИТЭТ, ТЭС-16-3		
Н.контроль	Олжабаева К.С.									
Зав.кафед.	Кибарин А.А.									

Введение

Ермаковская ГРЭС (позже Аксуская ГРЭС, ныне Электростанция АО «ЕЭК») является одним из самых мощных энергоисточников в Казахстане. Технологически исполнена по блочному типу, имеет 8 дубль-блоков, на текущий момент установленная электрическая мощность составляет 2400 МВт. Основное оборудование представлено конденсационными турбинами К-300-240, К-310-23,5 и К-325-23,5. А также котельными агрегатами ПК-39-I и ПК-39-II (М). Соответственно турбины К-325-23,5 (мощность 325 МВт, давление пара на входе 23,5 МПа) установлены на энергоблоке №1, №2, №3 и №6. Турбина К-310-23,5 (мощность 310 МВт, давление пара на входе 23,5 МПа) установлена на энергоблоке №4. Турбины К-300-240 (мощность 300 МВт, давление пара на входе 240 атм) установлены на энергоблоке №5, №7, №8. Котлы ПК-39 паровые (Подольского машино-строительного завода двух-корпусные, прямоточные, производительностью 950 т/ч, давление пара 255 ата, температура пара 545 °С) установлены на 6-ти энергоблоках. Котлы ПК-39-ИМ (производительностью 1050 т/ч) установлены на энергоблоках №2 и №6.

ГРЭС обеспечивает значительную часть производственного сектора Павлодарской области Казахстана и передает электроэнергию в соседние регионы. Средняя выработка в год от ГРЭС составляет порядка 16 млн. кВтч. При этом с каждым годом растет необходимость в увеличении отпуска-ка дополнительной мощности. Поэтому на ГРЭС с 2001 года проводились реконструкции основного оборудования с заменой базовых блоков 300 МВт на усовершенствованные модернизированные варианты — блоки 310 и 325 МВт. Это позволило нарастить установленную мощность на текущий момент до уровня 2400 МВт (с 2100 МВт по проекту). На сегодняшний день выполняется реконструкция энергоблока №5, с модернизацией турбины до К-325-23,5 с улучшенными технико-экономическими показателями. Прирост мощности на ГРЭС является актуальным вопросом и может быть решен частично реконструкцией оставшихся энергоблоков №7,8 и перспективно №4.

В данной работе рассмотрен вопрос изменения технико-экономических показателей работы блока и всей станции соответственно при условии проведения модернизации турбины К-300-240 и доведением ее до параметров выработки 325 МВт электрической энергии и соответствующей маркировки К-325-23,5. Рассмотрен вопрос с точки зрения увеличения эффективности непосредственно самой турбины, с модернизацией проточной части, увеличения КПД отсеков и соответственно возможностью пропуска большего количества пара, более качественного его срабатывания и как результат — получения более экономичных показателей работы станции, при дополнительно вырабатываемых 25 МВт электрической мощности на каждом модернизируемом энергоблоке.

					ДП-5В071700-2020-ПЗ-ДО		
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Выполнил	Карпиков Ж.М				Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Кибарин А.А.						
Рецензент	Ергарин М.М.				Введение <i>АУЭС, ИТЭТ, ТЭС-16-3</i>		
Н.контроль	Олжабаева К.С.						
Зав.кафед.	Кибарин А.А.						

1 Описание текущего состояния энергетической отрасли в Казахстане

Электроэнергетика является базовой отраслью экономики Казахстана. Надежное и эффективное функционирование отрасли, стабильное снабжение потребителей электрической и тепловой энергией является основой развития экономики страны и неотъемлемым фактором обеспечения цивилизованных условий жизни населения.

Казахстан обладает крупными запасами энергетических ресурсов (нефть, газ, уголь, уран) и является сырьевой страной, живущей за счет продажи природных запасов энергоносителей (80% экспорта - сырье, а доля промышленного экспорта сокращается ежегодно) [1, 2]. До 2010 и после 2013 года Казахстан - нетто-экспортер электроэнергии, а в период с 2010 по 2013 годы являлся нетто-импортером, то есть потреблял больше электроэнергии, чем производил [2]. Север Казахстана экспортирует электроэнергию, производимую на построенной еще в советское время Экибастузской ГРЭС-1, в Россию, а юг покупает ее у Киргизии и Узбекистана [3].

В Республике Казахстан существует Единая электроэнергетическая система (ЕЭС), которая работает параллельно с ЕЭС России и объединенной энергетической системой Центральной Азии. ЕЭС Казахстана условно разделена на три зоны: Северная (*Акмолинская, Актюбинская, Костанайская, Павлодарская, Северо-Казахстанская, Восточно-Казахстанская, Карагандинская области*); Южная (*Алматинская, Жамбылская, Кызылординская, Южно-Казахстанская области*); Западная (*Атырауская, Западно-Казахстанская, Мангистауская области*) [3].

Более 78% электроэнергии производится в северной энергетической зоне вблизи угольных месторождений, 66% и более используется в том же индустриальном регионе. При этом потребление в Южной зоне в 2013 году превысило производство почти в два раза (8708 млн. кВт/ч) [4].

В целом Республика обеспечивает себя электроэнергией, чистый импорт незначительный. Но в силу сложившейся схемы сетей Южный и Западный регионы вынуждены импортировать электроэнергию, а Северная зона экспортировать в Россию.

Суммарная установленная мощность всех электростанций Казахстана составляет 20 тысяч МВт, а фактическая мощность — 15 тысяч МВт. Казахстан вырабатывает 91,9 млрд. кВт·ч электроэнергии в год (данные 2013 г., против 1045 млрд. кВт·ч Россией, и 4058 млрд. кВт·ч - США, 5320 млрд. кВт·ч - Китаем), то есть электровооруженность Казахстана 4,0 МВтчас/чел в год против 6,7 - в России, 14 - США, 3,5 - в КНР. К сожалению, выработка большинства электростанций не достигает установленной мощности [2, 3]. Только 2012 году Казахстан достиг уровня выработки электроэнергии 1991 года (87,4 млрд. кВтчас). Выработка по типу электростанций распределяется следующим образом [4]:

- ТЭС (тепловые электростанции) — 87,7 %, в том числе:

- КЭС (конденсационные электростанции) — 48,9 %;
- ТЭЦ (теплоэлектроцентрали) — 36,6 %;
- ГТЭС (газотурбинные электростанции) — 2,3 %;
- ГЭС (гидроэлектростанции) — 12,3 %.

Электрические станции делятся на электростанции национального значения, электростанции промышленного назначения, а также электростанции регионального назначения.

Доминирующее положение по выработке электроэнергии на рынке в 2013 году занимали 6 ведущих электростанций Казахстана с соответствующими долями АО «Евроазиатская энергетическая корпорация» (Аксуская ГРЭС) (16%), ТОО «Экибастузская ГРЭС – 1» (15%), АО «Станция Экибастузская ГРЭС – 2» (7%), ГРЭС ТОО "Казахмыс Энерджи" (5%), АО «Алматинская ЭС» (4,4%), ТЭЦ-2,3 АО "Павлодарэнерго" (3,8%) и ТЭЦ-1,3 ТОО "Караганда-Энергоцентр" (3,6%). Суммарная доля производства электроэнергии вышеуказанными электростанциями за 2013 год составила 47 404,1 млн. кВт/ч или 51,6% от общего производства электроэнергии по Республике Казахстан [5].

Четырьмя основными видами электростанций вырабатывается 99,8% электроэнергии: около 72% - из угля, 12,3% — из гидроресурсов, 10,6% — из газа и 4,9% — из нефти, на альтернативные источники приходится менее 0,2% [2]. Угольная энергетика, к сожалению, дает и основное загрязнение природной среды.

Наибольшую выработку электроэнергии осуществляет АО «Евроазиатская Энергетическая Корпорация» (Аксуская ГРЭС), выработав 16% всей электроэнергии, произведенной в Казахстане. Таким образом, ресурс имеющейся мощности используется только на 55%. Мешает полному использованию два основных фактора: низкий уровень добычи углей и неразвитость казахстанской инфраструктуры ЛЭП, когда электрическая энергия не может быть эффективно доставлена на всю территорию страны. Это привело к такой ситуации, когда значительная часть электрической энергии экспортируется в Россию по ЛЭП, построенным еще в советское время.

К электростанциям промышленного значения относятся ТЭЦ, с комбинированным производством электрической и тепловой энергии, которые служат для электро-теплоснабжения крупных промышленных предприятий и близлежащих населенных пунктов.

Электростанции регионального значения — это ТЭЦ, интегрированные с территориями, которые осуществляют реализацию электрической энергии через сети региональных электросетевых компаний и энергопередающих организаций, а также теплоснабжение близлежащих городов.

1.1 Описание Аксуской ГРЭС

Аксуская ГРЭС один из крупнейших поставщиков электроэнергии на энергетическом рынке Республики Казахстан, вырабатывающая более 16% всей электроэнергии республики. Это опорный узел, связывающий энергосистемы Западной Сибири, Алтайского края и Северо-восточного Казахстана [2, 6].

В 1965 году была введена в работу пусковая котельная и возведены две дымовые трубы высотой 180 метров. В 1966-м поставлено под напряжение открытое распределительное устройство 110 кВ. К зиме 1967-1968 годов начала отапливаться первая ячейка главного корпуса, проведены работы по монтажу первого котла и турбогенератора [1, 6].

17 декабря 1968 года заработал первый блок нынешней Ермаковской ГРЭС (ныне Аксуская ГРЭС) мощностью 300 МВт.

Станция строилась конвейерно – каждый год вводился в эксплуатацию один энергоблок (в 1974 году два) мощностью 300 МВт.

В 1971 году завершили первую очередь ГРЭС, которая состояла из четырех энергоблоков мощностью по 300 тысяч кВт каждый. Выполненные в течение года мероприятия, увеличили надежность и экономичность работы станции, был выполнен план выработки электроэнергии с запланированными технико-экономическими показателями. Выработанная электроэнергия в 3200 млн. кВт·ч почти вдвое превышала выработку 1970 года, а также снижен удельный расход топлива на 56 гр/кВт·ч, сэкономлено 5414 тонн условного топлива и 8979 тыс. кВт·ч электроэнергии на собственные нужды, повышена производительность труда (65%) и снижена себестоимость на 23 % [6].

Вторая очередь была такой же мощности, отличие было лишь в том, что подключались четыре энергоблока (их котлоагрегаты) к одной дымовой трубе, причем высотой не 180 м (как прежние две), а 250 метров.

В конце сентября 1975 года, на три месяца раньше обозначенного срока, под промышленную нагрузку была поставлена последняя турбина. Выйдя на проектную мощность в 2400 тысяч кВт, ГРЭС стала крупным поставщиком энергии, связующим звеном энергосистемы северо-востока Казахстана, Алтайского края и Западной Сибири.

В 1998 году началась замена оборудования и проведен капремонт на энергоблоке №6 проектной мощностью 300 МВт. В 1999 году проведен плановый ремонт трех из семи энергоблоков [6].

С 2001 года успешно была осуществлена реконструкция энергоблоков. Реконструкция энергоблоков направлена на повышение резерва мощности электрической станции, надежности и долговечности оборудования, улучшению производственных характеристик и экологических параметров. В результате модернизация пяти из восьми блоков, установленная мощность станции составляет 2450 МВт, что составляет 17% всей вырабатываемой в стране электроэнергии.

К 2004 году на электростанции завершили капитальный ремонт энергоблока №4 установленной мощностью 300 МВт/ч. В ходе работ были произведены замены турбины, электрофильтра, системы контроля и управления. Новое оборудование имело более высокие технико-экономические показатели, что позволило улучшить производственные показатели - снизить удельный расход топлива, увеличить экономичность энергоблока. После завершения работ установленная мощность блока выросла на 10 МВт.

В марте 2005 года началось обновление энергоблока №3, оно завершилось в декабре 2006 года. После реконструкции установленная мощность этого энергоблока возросла с 300 МВт до 325 МВт [6].

В 2009 году на ЭС был внедрен программно-технический комплекс «Овация». ПТК успешно зарекомендовал себя за период эксплуатации на электростанции. Овация обеспечивает более точное и предсказуемое управление технологическим процессом.

В 2013 году реконструкция энергоблока №6 позволила увеличить мощность до 325МВт. В ходе работ была проведена полная замена оборудования. Установлены новые, более мощные, турбогенератор, котлоагрегат, генератор, трансформаторы и более эффективные электрофильтры. Внедрена автоматизированная система управления, позволяющая повысить качество мониторинга работы блока и безопасность труда.

В 2014 году в ГРЭС был проведен монтаж новой электролизерной установки, которая является одним из наиболее важных вспомогательных узлов. Ее главной целью является - получение кислорода и водорода, необходимого для охлаждения генераторов тепловых электростанций, методом электролитического разложения воды. Ввод в эксплуатацию нового инвестиционного объекта, производственной мощностью 20 кубометров в час, позволил обеспечить бесперебойную и безаварийную работу энергосистем электростанции, потребляющих водород.

В 2015 году на электростанции началась реализация одного из самых масштабных проектов - реконструкция энергоблока №5, который эксплуатировался с 1973 года, вырабатывая электроэнергию [6]. Проведена полная замена основного и вспомогательного энергетического оборудования, которое уже выработало свой ресурс. На замену убывающего оборудования в виде турбины К-300-240 специалисты установили турбоагрегат нового поколения К-325-23,5. Эта техника была специально разработана для модернизации энергоблоков мощностью 300 МВт. После реализации проекта, мощность энергоблока увеличилась с 300 до 325 МВт, сократился расход топлива, уменьшились эксплуатационные затраты, а также улучшились технико-экономические, экологические и качественные показатели работы ГРЭС.

В ноябре 2015 года на ГРЭС после капремонта был запущен энергоблок №4 мощностью 300 МВт: проведен демонтаж устаревшего, отработавшего

свой срок эксплуатации блочного трансформатора и части высоковольтного токопровода. Произведены работы по капитальному ремонту проточной части турбоагрегата, системы автоматического регулирования турбины, ее масляной системы и генератора. Произведена замена операторских станций, автоматических систем управления, модернизировано другое оборудование, что намного улучшило технические и экологические параметры работы станции.

В декабре 2017 года на Аксуской электростанции АО «Евроазиатская Энергетическая Корпорация» введен в эксплуатацию энергоблок № 2 после капитального ремонта. С обновленными составляющими в блок были включены беспроводные датчики давления модели 3051S и система удаленного мониторинга датчиков AMS Device Manager компании Эмерсон. AMS Device Manager предназначен для автоматизации работ, связанных с обслуживанием КИПиА на предприятии и представляет собой совокупность программно-аппаратных средств для обмена информацией между верхним уровнем – автоматизированными рабочими местами инженеров КИПиА, и полевым уровнем – измерительными приборами, датчиками, позиционерами клапанов и другим интеллектуальным оборудованием.

Во время проведения капитального ремонта в 2017 году были установлены беспроводные датчики измерения давления 3051S и программный комплекс AMS Device Manager компании Эмерсон [6]. Преобразователи давления с технологией WirelessHART обеспечивают стабильное измерение давления, даже в удаленных местах с погрешность 0,04 % на всем диапазоне измерений. Модуль питания датчиков обеспечивает до 10 лет безотказной работы и обладает возможностью замены в полевых условиях без демонтажа преобразователя. Конфигурирование, калибровка, диагностирование полевых приборов, а также документирование выполняемых операций обеспечивает приложение AMS Device Manager. Беспроводной интерфейс системы предоставляет удобный доступ к датчикам, работающим по протоколу WirelessHART, без выхода в полевые условия.

Сравнительный анализ показаний параметров технологического процесса беспроводных датчиков с обычными, проводными, продемонстрировал их идентичность. Система удаленного мониторинга датчиков введена в работу и вызвала положительные отзывы. Основным «плюсом» является отсутствие необходимости подключения к датчикам на ряде зажимов для их диагностики и проверки конфигурации, так как эта работа уже выполняется дистанционно.

Корпорация АО "Евроазиатская Энергетическая Корпорация", группы ERG [6] следует стратегии построения цифрового производства, планомерно внедряя улучшения на предприятии, чтобы шагнуть в эпоху новой технологической революции 4.0. Использование интеллектуальных приборов и диагностики КИПиА на базе AMS Device Manager помогает повышать надежность эксплуатации за счет применения предиктивной диагностики, что ведет к повышению стабильности производства и безопасности ведения

технологического процесса. В планах руководства электростанции – распространить опыт внедрения системы диагностики на все блоки и быть полезным примером для других промышленных предприятий Казахстана.

Тепловая схема Аксуской ГРЭС. Тепловая схема предусматривает блочный принцип подключения оборудования. В состав блока входят котел-турбина и вспомогательное оборудование. Каждый блок является независимым, связи между основными потоками воды и пара не предусматриваются. Схема блока организована по типу «дубль-блок», допускающему раздельную работу обоих корпусов котлоагрегата, что позволяет разгружать до 30% номинальной мощности энергоблока, т. е. его регулировочный диапазон составляет величину от 1,0 до 0,3 [7].

На блоке установлен один главный питательный турбонасос типа ОСПТ-150 производительностью 1130 м³/ч с напором 340 кгс/см² и подпором на всосе 15,8 кгс/см², с приводной турбинной мощностью 12,3 МВт, работающей на отборе пара основной турбины с давлением 15,6 кгс/см².

На станции установлены комбинированные золоуловители, состоящие из пред включённых батарейных циклонов и горизонтальных электрофильтров. На котлах № 3—8 установлены 12-метровые электрофильтры, на котлах № 1—2 — мокрые скрубберы и 3-польные 7-метровые электрофильтры отечественного изготовления [7, 8].

На ГРЭС установлены 3 дымовые трубы высотой 2 по 180 м для первой очереди и одна труба — 250 м — для второй очереди станции. Для отопления производственных помещений ГРЭС и поселка на каждом блоке установлена теплофикационная установка, состоящая из основного и пикового бойлера. Возможный отпуск тепла из нерегулируемых отборов турбин составляет 170 Гкал/ч.

Главный корпус Аксуской ГРЭС оборудован по типовому проекту «ГРЭС с агрегатами К-300-240». Здание главного корпуса трехпролетное, с бункерно-деаэрационной этажеркой, расположенной между машинами и котельным отделением. Компоновка оборудования главного корпуса [6, 8]:

- поперечное расположение турбоагрегатов;
- закрытая установка тягодутьевых механизмов и регенеративных воздухоподогревателей;
- открытая установка золоулавливающих устройств (с утеплением нижней части).

Габариты главного корпуса, следующие: продольный шаг колонн — 12; пролет машинного отделения — 45; бункерно-деаэрационного отделения — 12; котельного отделения — 39; помещение регенеративных подогревателей — 12; дымососного отделения — 15; ширина ячейки блока — 48 [7, 8].

2 Возможности модернизации тепловой схемы Аксуской ГРЭС

Основные технико-экономические требования к ГРЭС — высокая надежность, маневренность и экономичность. Экономичность сооружения и эксплуатации ГРЭС определяется удельными капиталовложениями, себестоимостью электроэнергии, обобщающим показателем — удельными расчетными затратами [8, 9].

Основное и вспомогательное технологическое оборудование для производства электрической энергии размещается в главном корпусе электростанции (ЭС).

Главный корпус представляет собой единое здание 10 из трех последовательно расположенных друг за другом отделений: турбинного, бункерно-деаэрационного и котельного.

Золоулавливающее оборудование размещается в отдельно стоящем здании - отделении электрофильтров, дымососы – в отдельно стоящем дымососном отделении. В котельном отделении главного корпуса электростанции установлены восемь котлоагрегатов типа П-39-II (ст. №№ 1, 3÷5, 7, 8) и ПК-39-II М (ст. №№2, 6), в турбинном отделении – восемь турбоагрегатов ст. №№ 1-8 [10].

Котельная установка Аксуской ГРЭС представляет собой сложное техническое сооружение и состоит из котла (топка, водяной экономайзер, воздухоподогреватель, обмуровка и каркас с лестницами и площадками, а также арматура и гарнитура) и котельно вспомогательного оборудования (тягодутьевые механизмы, насосное оборудование, оборудование водоподготовки, теплообменное оборудование, системы топливоподачи и золошлакоудаления, золоуловители, газоходы и дымовые трубы, контрольно-измерительные приборы и системы автоматизации), размещенного в помещении котельной или вне ее границ и предназначенного для производства пара с необходимыми параметрами или для подогрева горячей воды, или того и другого одновременно.

Перечень основного оборудования, установленного на станции, приведен ниже [6]:

Таблица 2.1 – Основное установленное на станции оборудование

Наименование	Номер блока	Тип	Основные параметры	Звод-изготовитель
Котлы (двухкорпусные)	1,3-5,7,8	Пп-950/255 (П-39-II)	Q=950 т/ч; P=25,5 МПа, T=540°C.	ОАО «Подольский машино-строительный завод» (ОАО «ЗиО»), г.Подольск
Котлы (двухкорпусные)	2,6	Пп-1050-255-545/545КТ (ПК-29-II М)	Q=1050 т/ч; P=25,5 МПа, T=545°C.	ОАО «Подольский машино-строительный завод» (ОАО «ЗиО»), г.Подольск
Турбины	1-3,6	К-325-23,5	N=325 МВт	ОАО «Турбоатом», г.Харьков
	4	К-310-240	N=210 МВт	

Наименование	Номер блока	Тип	Основные параметры	Звод-изготовитель
	5,7,8	К-300-240	N=300 МВт	
Генераторы	1-4,6	ТГВ-325	Nэ =325 МВт	«завод «Электротяжамш», г.Харьков
	5,7,8	ТГВ-300	Nэ = 300 МВт	

Более 50% оборудования станции по состоянию на конец 2019 года изношена и подлежит замене, модернизации [6].

2.1 Описание существующего основного оборудования энергоблока

Установленная мощность ЭС – 2450 МВт,

Располагаемая мощность - 2390 МВт,

Рабочая тепловая мощность – 9,5 Гкал

Данные о введении объекта в эксплуатацию:

Таблица 2.2 – Очередность ввода энергоблоков в эксплуатацию

1-я очередь		2-я очередь	
1 блок	17.12.1968	5 блок	28.12.1973
2 блок	29.12.1969	6 блок	06.09.1974
3 блок	25.12.1970	7 блок	27.12.1974
4 блок	18.12.1971	8 блок	30.10.1975

Таблица 2.3 – Текущее состояние энергоблоков Аксуской ГРЭС

1-я очередь		2-я очередь	
1 блок	2008 г. (после реконструкции)	5 блок	28.12.1973
2 блок	2011 г. (после реконструкции)	6 блок	2013 г. (после реконструкции)
3 блок	2006 г. (после реконструкции)	7 блок	27.12.1974
4 блок	2003 г. (после реконструкции)	8 блок	30.10.1975

Данные по ЭС ЕЭК представлены далее [6]:

- энергоблок ст.№1- турбина К-325-23,5, котлоагрегат ПК-39-I, генератор ТГВ –325-2АУЗ. Реконструкция энергоблока №1 с заменой турбины и генератора была проведена в период с 21.03.2007 по 11.10.2008 г.;

- энергоблок ст.№2,6 - турбина К-325-23,5, котлоагрегат ПК-39-II М, генератор ТГВ –325-2АУЗ. Реконструкция энергоблока №2 с заменой всего оборудования была проведена в период с 01.01.2009 по 27.05.2011 г. Реконструкция энергоблока №6 с заменой всего оборудования была проведена в период с 01.04.2011 по 30.04.2013 г.;

- энергоблок т.№3 - турбина К-325-23,5, котлоагрегат ПК-39-II, генератор ТГВ – 325-2АУЗ. Реконструкция энергоблока №3 с заменой турбины и генератора была проведена в период с 01.03.2005 по 06.12.2006 г.;

- энергоблок ст.№ 4-турбина К-310-23,5-3, котлоагрегат ПК-39-II, генератор ТГВ – 325-2АУЗ. Реконструкция энергоблока №4 с заменой турбины и генератора была проведена в период с 10.12.2001 по 05.08.2003 г.;
- энергоблоки ст.№ 5 (находится в реконструкции);
- энергоблок ст.№7, 8 –турбины К-300-240, котлоагрегаты ПК-39-II, генераторы ТГВ –300.

Турбины паровые конденсационные с нерегулируемыми отборами пара на регенерацию «Турбоатом» (Украина):

- турбины К-325-23,5 мощность 325 МВт, давление пара на входе 23,5 МПа, установлены на энергоблоке №1, №2, №3 и №6;
- турбина К-310-23,5 мощность 310 МВт, давление пара на входе 23,5 МПа, установлена на энергоблоке №4;
- турбины К-300-240 мощность 300 МВт, давление пара на входе 240 атм, установлены на энергоблоке №5, №7, №8.

Котлы ПК-39 паровые Подольского машиностроительного завода двух-корпусные, прямоточные, производительностью 950 т/ч, давление пара 255 ата, температура пара 545 °С, установлены на 6-ти энергоблоках;

Котлы ПК-39-ИМ производительностью 1050 т/ч установлены на энергоблоках №2 и №6.

Генераторы с водородным охлаждением, производства (производитель ГП «Электротяжмаш» Украина): напряжением 20 кВ, мощностью 325 МВт на энергоблоках №1, №2, №3, №6; мощностью 310 МВт на энергоблоке №4 и мощностью 300 МВт на энергоблоках №5, №7, №8.

Повышающие (блочные) трансформаторы трехфазного исполнения (производитель АО «Запорожтрансформатор» Украина) с системой охлаждения дутье и циркуляция масла, мощностью 400 МВА каждый, трансформация с 20 кВ: до 110 кВ на энергоблоке №1; до 220 кВ на энергоблоке №2,3,4; до 500 кВ на энергоблоке №5,6,7,8.

2.1.1 Технические характеристики паровых котлов ПК-39-1 и ПК-39-2 ПК-39-1

Паровой котел ПК-39-1 разработан и построен ОАО «Подольский машиностроительный завод» (ЗиО) в 1961 г. Он сконструирован для работы на углях экибастузского месторождения, теплота сгорания которых составляет 17,5 МДж/кг (4165 ккал/кг) [11].

Характерной особенностью этих углей является значительная зольность и высокая абразивность летучей золы, в связи с чем скорость газов в конвективных газоходах равна 6,5 м/с. Температура уходящих газов $t_{yx}=135^{\circ}\text{C}$, а КПД парового котла $\eta = 92 \%$.

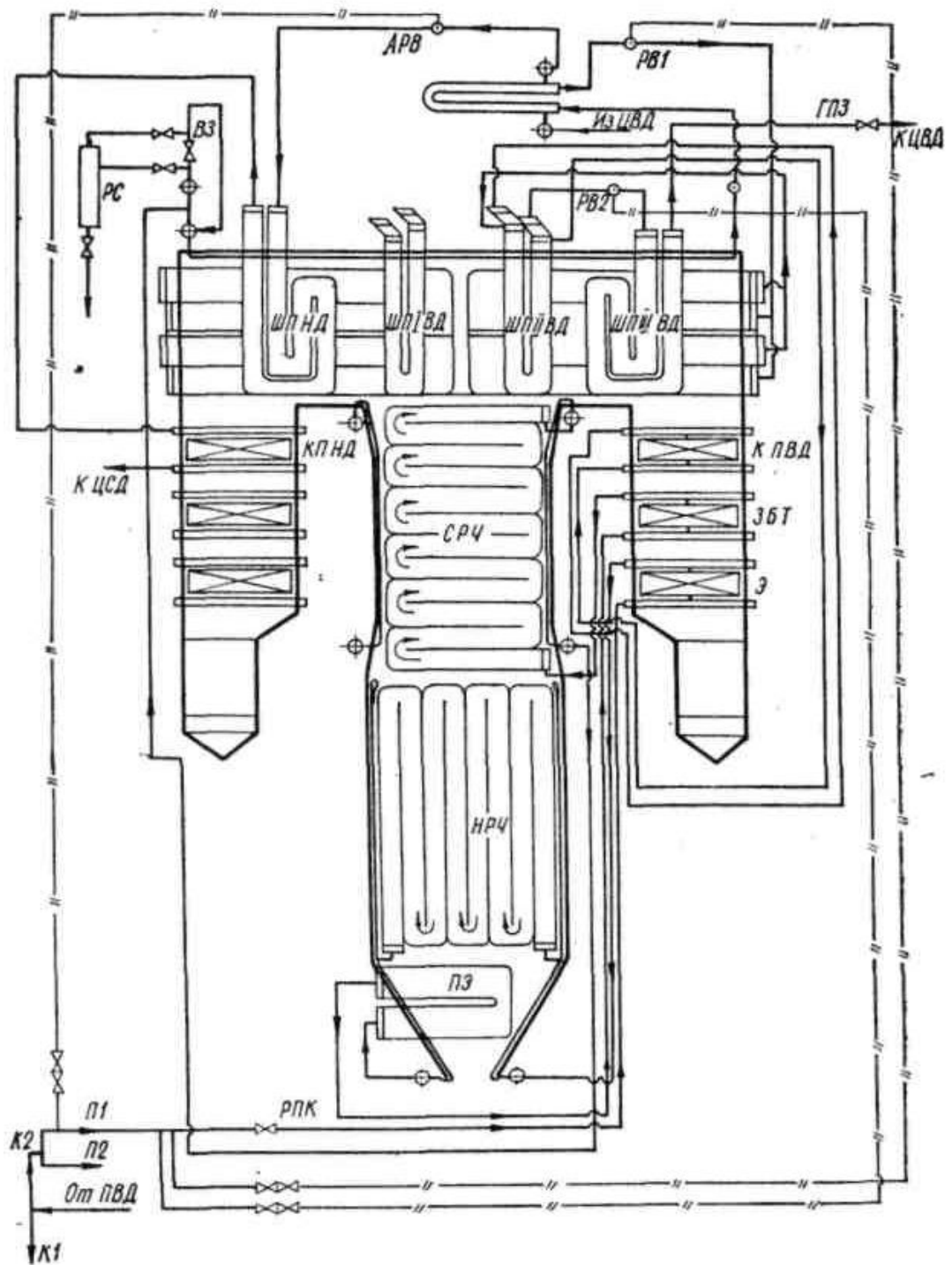


Рисунок 2.1 - Продольный разрез парового котла
ПК-39 [12]

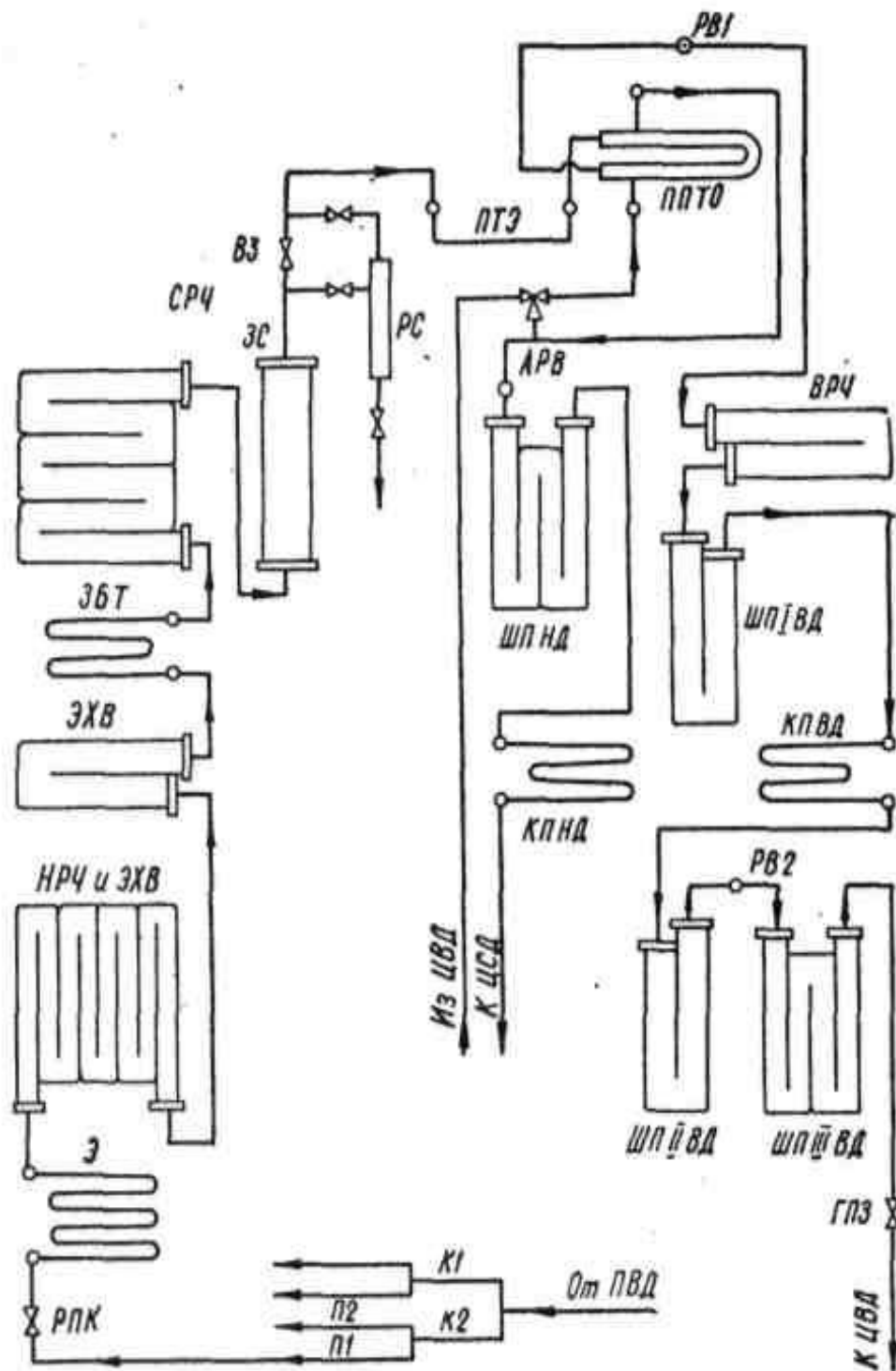


Рисунок 2.2 - Схема пароводяного тракта парового котла ПК-39 [12]

Паровой котел выполнен двухкорпусным. Для обеспечения низких скоростей газов в конвективных газоходах каждый корпус имеет Т-образную компоновку.

Конвективные шахты в паровом котле ПК-39 выполнены симметричными, с последовательным по ходу газов расположением пакетов вторичного перегревателя, ЗБТ и экономайзера. Первичный перегреватель

несимметричный: над топкой расположены 1-я и 2-я, а над конвективными шахтами – 3-я и 4-я секции. Топка с твердым шлакоудалением выполнена в виде призматической прямоугольной камеры с холодной воронкой. На боковых стенках каждого корпуса топки в два ряда по высоте установлены 12 турбулентных горелок производительностью 6,5 т/ч каждая.

Регулирование температуры перегрева первичного пара производится поддержанием соотношения вода–топливо и двумя впрыскивающими (после ПШТО – паропарового теплообменника и перед выходной ширмой перегревателя высокого давления) регуляторами.

Регулирование температуры вторичного перегрева пара осуществляется с помощью ПШТО, установленных вне газоходов парогенератора. После ПШТО в тракте вторичного перегрева установлен аварийный впрыскивающий пароохладитель. Встроенная задвижка и растопочный сепаратор включены между СРЧ и потолочным экраном.

Паровой котел оборудован четырьмя РВП диаметром 7,5 м, которые обеспечивают подогрев воздуха до 312 °С. РВП установлены вне пределов здания ТЭС [11].

Обмуровка панельная, включена в состав монтажных блоков корпуса. Плиты обмуровки в холодной воронке и НРЧ имеют металлическую обшивку, остальные части обмуровки уплотнены газоплотной штукатуркой. Каркас блочной конструкции – отдельный для каждого корпуса.

ПК-39-II (М). Новый модернизированный котел ПК-39-2М, установленный в 2011 году на Аксуской ЭС АО «ЕЭК», производства ОАО «Подольский машиностроительный завод» (ЗиО) предназначен для работы в блоке мощностью 325 МВт с паровой турбиной К-325-23,5-1 производства НПО «Турбоатом» (г. Харьков, Украина) и рассчитан на сжигание высокосольного экибастузского каменного угля [6, 11].

ПК-39-2М – это прямоточный котел сверхкритического давления, с промперегревом, двухкорпусный, Т-образной компоновки, паропроизводительностью 1050 т/ч, с параметрами острого пара $P_0 = 25,5$ МПа, $T_0 = 545$ оС и параметрами пара после промежуточного перегрева $P_{п} = 3,8$ МПа, $T_{п} = 545$ оС с уравновешенной тягой, с твердым шлакоудалением. Подогрев воздуха осуществлен в трубчатом воздухоподогревателе. В системе золоулавливания установлены 5-типольные электрофилтры фирмы «ALSTOM». Система пылеприготовления котла ПК-39-2М выполнена по схеме прямого вдувания с 8-ю (по 4 на корпус) валковыми среднеходными мельницами МВС-195 производства ОАО «Тяжмаш».

Основные технические характеристики котла представлены в нижеприведенной таблице 2.4 – Основные характеристики котла ПК-39 II М

№ п/п	Наименование параметров	Обозначение	Значения параметров
1.	Номинальная паропроизводительность котла, т/ч	Dном	1050
2.	Расход вторичного пара, т/ч	Dвт	873,5
3.	Температура первичного пара за котлом, °С	tпе	545
4.	Температура перегрева вторичного пара, °С	tвт	545
5.	Давление первичного пара за котлом, кгс/см ²	Pпе	255
6.	Давление вторичного пара на выходе из котла, кгс/см ²	Pвт	40,5
7.	Температура вторичного пара перед котлом, °С	tхпп	295
8.	Температура питательной воды, °С	tпв	275
9.	КПД котла (брутто) расчетный при 100%D _{ном} (по россий-ским нормам), %	ηкбр	92,5±0,5

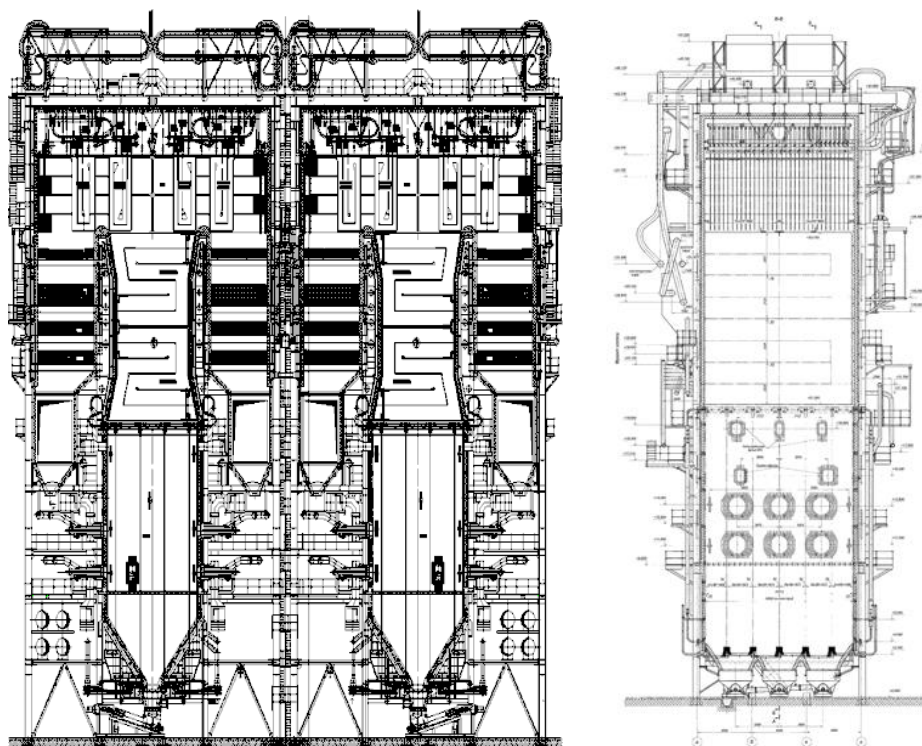


Рисунок 2.3 - Общий вид котла ПК-39-2М. Продольный (а) и поперечный (б) разрезы [11].

Корпуса котла устанавливаются на собственных каркасах.

Габариты котла по осям колонн каркаса - 45,0x12,0 м, отметка верхней точки достигает 48,0 м [11].

Топочная камера - призматическая, в плане имеет прямоугольное сечение, оборудована 12-ю вихревыми пылеугольными горелками, расположенными на боковых стенах топки встречно в два яруса.

В нижней части топки находится холодная воронка. Холодная воронка выполнена двускатной, что облегчает экранирование ее вертикальными цельносварными панелями, организацию подъемного движения среды

совместно с нижней радиационной частью и улучшает сток золы и шлака в систему шлакоудаления.

Для автоматического дистанционного розжига горелок котлоагрегата и контроля наличия пламени в топках применяется защитно-запальное устройство (ЗЗУ). Защитно-запальное устройство включает в себя дуговое запальное устройство (ДЗУ), датчик контроля факела (ДКФ) и систему управления запальными устройствами (СУ). Устанавливаются 16 плазменных запальных устройств с электрическим механизмом выдвижения на кронштейне.

Выше горелок второго яруса устанавливаются четыре сбросных сопла, куда подаётся пыль и сушильный агент. Над сбросными соплами на боковых стенах топки врезаны шесть сопел третичного дутья (ОФА). И те и другие сопла располагаются под определёнными углами для образования вихревого потока восходящего факела.

Экраны котла в топке разделены на нижнюю (НРЧ), среднюю (СРЧ) и верхнюю (ВРЧ) радиационные части. Высота топки от середины холодной воронки до середины выходного окна составляет 29,803 м.

За топкой в экранированных газоходах по ходу газов размещены [12]:

перегреватели первичного пара. В качестве поверхностей первичного пароперегревателя установлены четыре ступени ширмового пароперегревателя (ШПП-I, -II, -III, -IV), включенные по пару последовательно, друг за другом;

перегреватели вторичного пара. Вторичный пароперегреватель состоит из паро-парового теплообменника (ППТО) и двух конвективных ступеней пароперегревателя КПП-I и КПП-II. ППТО (регулирующая ступень вторичного пароперегревателя) располагается в верхней части котельной установки;

два пакета поперечно-оребрённого водяного экономайзера.

Регулирование нагрузки и температуры первичного пара осуществляется поддержанием соотношения «вода-топливо» с подрегулировкой впрысками, вторичного пара - байпасом паро-парового теплообменника (ППТО) с возможным использованием впрыска воды из промежуточной ступени питательного насоса при высоких нагрузках.

После поворотной камеры по незранированному опускному газоходу дымовые газы направляются в отдельно стоящий трубчатый воздухоподогреватель (ТВП).

Подогрев воздуха в котле производится в трубчатом воздухоподогревателе (ТВП), опирающемся на собственный фундамент. ТВП разделен по газу на четыре колонки от каждой конвективной шахты (по две на корпус).

В две колонки ТВП подается первичный воздух для подачи сушильного агента в пылесистемы и третичного воздуха в сопла ОФА. В две другие - вторичный воздух для горелок. Воздух подается в котел разными дутьевыми

машинами в связи с необходимостью преодоления высокого аэродинамического сопротивления среднеходных мельниц.

По воздушному тракту ТВП выполнен трехходовым. После первого хода из колонки первичного воздуха производится отбор слабо подогретого компонента сушильного агента для регулирования его температуры за мельницей.

Снаружи кубы ТВП имеют теплоизоляцию и стальную обшивку.

Основным топливом для котла является высокозольный каменный уголь Экибастузского месторождения, растопочным - мазут марки М-100.

Для подготовки топлива к сжиганию принята схема пылеприготовления с прямым вдуванием угольной пыли в топку. В качестве размольных устройств применены валковые среднеходные мельницы типа МВС-195 максимальной производительностью 30,1 т/ч при коэффициенте размолоспособности угля (с ККНГ 69,0) и тонине помола с R90, равной 10...12 %.

С котлом устанавливаются восемь мельниц, что обеспечивает 8% запас при расчетном расходе топлива $V_{п} = 181$ т/ч [11].

Сушильная производительность мельницы выбрана из условия обеспечения сушки топлива и выноса пыли.

В схеме пылеприготовления принята воздушная сушка топлива. В качестве сушильного агента используется горячий воздух с температурой 272... 300°C, отбираемый из тракта первичного воздуха после ТВП. Регулирование температуры сушильного агента в пусковых режимах осуществляется присадкой холодного воздуха, забираемого из напорного тракта вентилятора первичного воздуха.

Каждая мельница обеспечивает топливной пылью три основные горелки (% яруса) и канал сбросной горелки верхнего яруса. Для подачи пылевоздушного потока от мельницы к горелкам применён статический сепаратор, выполняющий подачу через пылеконцентратор в три пылепровода более тонкой пыли. Для исключения отложений и возгорания угольной пыли скорость в пылепроводах принята на уровне 25 м/с.

В схеме забора и подачи воздуха для котла принято симметричное деление воздуха на первичный и вторичный с делением на два отдельно стоящих трубных воздухоподогревателей (ТВП) на каждом тракте.

Забор воздуха осуществляется дутьевыми вентиляторами первичного воздуха ВДН-28,5-1000 из помещения котельного отделения с частичным подмешиванием наружного воздуха.

Для предварительного подогрева воздуха предусмотрена рециркуляция горячего воздуха из вторичного тракта на всас основных дутьевых вентиляторов. Рециркуляция осуществляется двумя вентиляторами вторичного воздуха ВДН-27ФК.

Выброс дымовых газов от котла осуществляется при помощи двух дымососов типа ДО-31,5-600 в существующую трубу высотой 250 м с диаметром устья 9,0 м.

Котел выполнен с накаркасной обмуровкой с экранированием стен топки в районе холодной воронки, НРЧ и потолка мембранными газоплотными панелями. Применяются изоляционные, обмуровочные и огнеупорные материалы, необходимые для котла с газоплотным исполнением. Поверх изоляции котла накладывается обшивка из гофрированного металлического листа. Изоляции и обшивке подлежат также пылегазовоздухопроводы котельной установки.

Безопасность эксплуатации и высокая экономичность работы котла, помимо конструктивных решений, обеспечивается наличием системы автоматических защит, автоматического регулирования тепловыми процессами, дистанционного управления и контрольно-измерительными приборами в необходимом объеме.

Конструкция котла предусматривает проведение механизированного ремонта, водных и химических промывок и паровых продувок в соответствии с типовыми техническими решениями.

2.1.2 Технические характеристики конденсационных турбин К-300-240 и К-325- 23,5

Турбина паровая К-300-240. Конденсационная паровая турбина К-300-240 номинальной мощностью 300 МВт, с начальным давлением пара 23,5 МПа предназначена для привода генератора переменного тока типа ТВВ-320-2 с частотой вращения ротора 50 с⁻¹; для несения базовой части графиков нагрузок и участия в нормальном и аварийном регулировании мощности энергосистемы с возможностью привлечения для покрытия переменной части графиков нагрузок [13].

Главный питательный насос имеет паровой турбопривод. Пар на турбопривод отбирается из турбины за 16-й ступенью при давлении 1,5 МПа в количестве 108 т/ч при номинальной мощности. Отработанный пар из турбопривода возвращается в турбину за 24-ю ступень и частично – в ПНД № 3.

В турбине, кроме регенеративных отборов, допускаются следующие отборы пара без снижения номинальной мощности [13, 14]:

1) на подогрев воздуха, подаваемого в котлоагрегат в количестве 3 % от расхода пара на турбину (максимально 30 т/ч). Пар отбирается из паропровода возврата пара в турбину после турбопровода (отбор на ПНД № 3);

2) на подогреватели сетевой воды для покрытия теплофикационных нужд, в том числе, на основной сетевой подогреватель в количестве 19 т/ч. Пар отбирается из паропровода возврата пара после турбопривода и на пиковый подогреватель из паропровода пятого отбора (на ПНД № 4) в количестве 7 т/ч.

Допускаются дополнительные отборы пара со снижением мощности ниже номинальной. При максимальном расходе пара, выключенных всех отборах пара, кроме системы регенерации, и номинальных параметрах пара,

номинальных расходе и температуре охлаждающей воды может быть получена мощность 314 МВт.

При этих же условиях, но отключенных ПВД, развиваемая максимальная мощность составляет 345 МВт. Допускается длительная работа турбины при отклонениях (в любых сочетаниях) параметров пара от номинальных в следующих пределах [14, 15]:

- давление свежего пара от 23,04 до 24,02 МПа; 5
- температура свежего пара (540+5+10) °С;
- температура охлаждающей воды на входе в конденсатор не выше 36°С.

Допускается кратковременная непрерывная работа турбины в течение не более 30 мин при повышении сверх номинальных значений температуры свежего пара и промежуточного перегрева на +10°С или начального давления на 0,98 МПа. При достижении этих значений в любых сочетаниях суммарная продолжительность работы турбины не более 200 часов в год.

Турбина представляет собой одновальный трехцилиндровый агрегат с тремя выхлопами в один общий конденсатор.

Турбина выполнена с сопловым парораспределением. Свежий пар подводится в среднюю часть ЦВД турбины через два блока стопорных и регулирующих клапанов, расположенных по обе стороны цилиндра. ЦВД имеет внутренний и наружный корпусы с горизонтальными разъемами каждый. Четыре паровпускных штуцера вварены в среднюю часть наружного корпуса и подвижно соединены при помощи поршневых колец с горловинами внутреннего корпуса, к которым приварены сопловые коробки. ЦВД имеет 12 ступеней давления, в том числе, одновенечную регулируемую [15].

Проточная часть ЦВД разделена на два последовательных отсека. Первый (левый) отсек состоит из одновенечной регулирующей ступени и пяти ступеней давления, пар в которых направлен от середины цилиндра в сторону генератора, правый - из шести ступеней давления. По выходе из ЦВД пар отводится для промежуточного перегрева в котлоагрегат, из которого направляется в ЦСД через две паровые коробки. В каждой коробке расположен один автоматический стопорный клапан и один регулирующий.

ЦСД – прямоточный и конструктивно выполнен из трех частей. Проточная часть ЦСД делится на ЧСД и ЧНД. Парораспределение ЦСД - дроссельное. Регулирующие клапаны работают одновременно и подводят пар через общую камеру по всей окружности направляющего аппарата [14].

Прямоточная проточная часть ЦСД состоит из 12 ступеней давления, образующих собственно ЧСД турбины. Из расположенной за 12-й ступенью камеры ЦСД две трети парового потока отводятся по перепускным трубам, помещенным под площадками по обе стороны турбины, в среднюю часть ЦНД. Остальная треть парового потока проходит через пять ступеней давления, образующих ЧНД ЦСД, и выхлопной па- 6 трубок в один общий конденсатор, принимающий также пар из выхлопных патрубков ЦНД.

ЦНД - двухпоточный, причем проточная часть каждого потока содержит по пять ступеней давления (встречного вращения) на общем валу.

Конструкция подвески внутренней средней части ЦНД допускает ее свободное тепловое расширение в наружном корпусе [14].

Рабочие лопатки последней ступени ЦНД имеют рабочую длину 960 мм при среднем диаметре 2480 мм, что соответствует торцевой площади каждого из трех выхлопов – 7,48 м². Ротор ЦВД - цельнокованный.

Ротор ЦСД имеет 12 дисков, откованных заодно с валом, и пять насадных дисков ЧНД [14].

Ротор ЦНД состоит из вала, на который насажено десять дисков, по пять на каждый поток. Все роторы турбины выполнены гибкими. Роторы ЦВД и ЦСД соединены жесткой муфтой и имеют общий комбинированный опорно-упорный средний подшипник, фиксирующий осевое положение всего валопровода турбины и генератора. Роторы среднего и низкого давлений турбины соединены жесткой муфтой, роторы турбины и генератора тоже соединены жесткой муфтой.

Для сокращения времени прогрева и улучшения условий пуска в турбине осуществляется паровой обогрев фланцев и шпилек. Допускается автоматический пуск и последующее нагружение турбины после простоя любой продолжительности. Предусматривается пуск турбины на скользящих параметрах пара из холодного и различной степени неостывшего состояний.

Общее число пусков за срок службы – не более 1500. Турбина снабжена паровыми лабиринтовыми уплотнениями. В предпоследние отсеки концевых уплотнений ЦНД подается пар из коллектора уплотнений, в котором с помощью регуляторов устанавливается давление 0,107-0,117 МПа. При этом давление в камерах уплотнения поддерживается равным 0,101-0,103 Мпа [15].

Концевые уплотнения ЦВД и ЦСД работают по принципу самоуплотнения. Отсосы пара из двух камер отсоса ЦВД и ЦСД направляются в ПНД-3. Из концевых камер всех цилиндров паровоздушная смесь отсасывается эжектором через вакуумный охладитель. Схема питания концевых уплотнений ЦВД и ЦСД позволяет производить подачу горячего пара от постороннего источника при пусках турбины из неостывшего состояния.

Для обеспечения правильного режима работы и дистанционного управления системой дренажа при пусках и остановах турбины предусмотрено групповое дренирование в конденсатор.

Турбина снабжена валоповоротным устройством с приводом от электродвигателя, вращающего ротор турбины с частотой 3,4 об/мин. Устанавливается автоматическое устройство поворота ротора, которое обеспечивает поворот ротора остывающей турбины через каждые 10 мин на 180° С.

Лопаточный аппарат турбины рассчитан и настроен на работу при частоте тока в сети 50 Гц, что соответствует частоте вращения ротора турбоагрегата 50 с-1 (3000 об/мин) [13, 14]. Допускается длительная работа турбины при отклонениях частоты тока в сети 49,0-50,5 Гц.

Продольный разрез ЦВД К-300-240. Турбина К-300-240 номинальной мощностью 300 МВт, с начальным давлением пара -23,5 МПа предназначена для привода генератора переменного тока типа ТВВ-320-2 с частотой вращения ротора 50 с ; для несения базовой части графиков нагрузок и участия в нормальном и аварийном регулировании мощности энергосистемы с возможностью привлечения для покрытия переменной части графиков нагрузок.

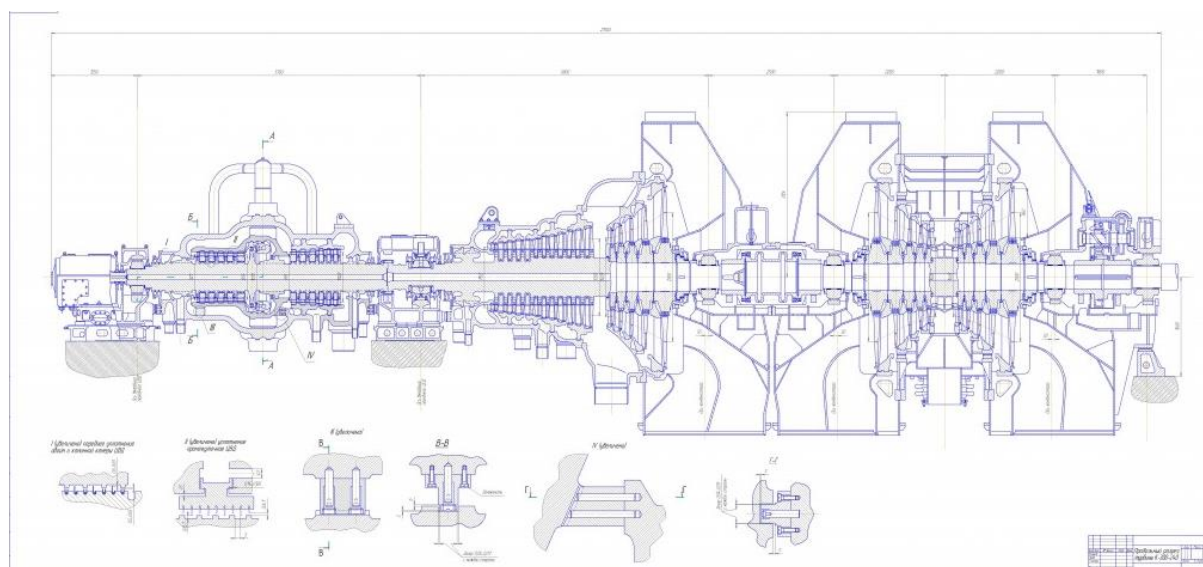


Рисунок 2.4 – Продольный разрез паровой турбины К-300-240

Турбина представляет собой одновальный трехцилиндровый агрегат с тремя выхлопами в один общий конденсатор.

Турбина выполнена с сопловым парораспределением. Свежий пар подводится в среднюю часть ЦВД турбины через два блока стопорных и регулирующих клапанов, расположенных по обе стороны цилиндра.

ЦВД имеет внутренний и наружный корпуса с горизонтальными разъемами каждый. Четыре паровпускных штуцера вварены в среднюю часть наружного корпуса и подвижно соединены при помощи поршневых колец с горловинами внутреннего корпуса, к которым приварены сопловые коробки. ЦВД имеет 12 ступеней давления, в том числе, одновенечную регулируемую [15].

Проточная часть ЦВД разделена на два последовательных отсека. Первый (левый) отсек состоит из одновенечной регулирующей ступени и пяти ступеней давления, пар в которых направлен от середины цилиндра в сторону генератора, правый - из шести ступеней давления. По выходе из ЦВД пар отводится для промежуточного перегрева в котлоагрегат, из которого направляется в ЦСД через две паровые коробки. В каждой коробке расположен один автоматический стопорный клапан и один регулирующий.

ЦНД - двухпоточный, причем проточная часть каждого потока содержит по пять ступеней давления (встречного вращения) на общем валу. Конструкция подвески внутренней средней части ЦНД допускает ее свободное тепловое расширение в наружном корпусе.

Рабочие лопатки последней ступени ЦНД имеют рабочую длину 960 мм при среднем диаметре 2480 мм, что соответствует торцевой площади каждого из трех выхлопов -7,48 м².

Ротор ЦВД - цельнокованный.

Ротор ЦСД имеет 12 дисков, откованных заодно с валом, и пять насадных дисков ЧНД.

Ротор ЦНД состоит из вала, на который насажено десять дисков, по пять на каждый поток. Все роторы турбины выполнены гибкими. Роторы ЦВД и ЦСД соединены жесткой муфтой и имеют общий комбинированный опорно-упорный средний подшипник, фиксирующий осевое положение всего валопровода турбины и генератора.

Роторы среднего и низкого давлений турбины соединены жесткой муфтой, роторы турбины и генератора тоже соединены жесткой муфтой.

Для сокращения времени прогрева и улучшения условий пуска в турбине осуществляется паровой обогрев фланцев и шпилек.

Допускается автоматический пуск и последующее нагружение турбины после простоя любой продолжительности. Предусматривается пуск турбины на скользящих параметрах пара из холодного и различной степени неостывшего состояний.

Общее число пусков за срок службы - не более 1500.

Турбина снабжена паровыми лабиринтовыми уплотнениями. В предпоследние отсеки концевых уплотнений ЦНД подается пар из коллектора уплотнений, в котором с помощью регуляторов устанавливается давление 0,107-0,117 МПа. При этом давление в камерах уплотнения поддерживается равным 0,101-0,103 МПа.

Концевые уплотнения ЦВД и ЦСД работают по принципу самоуплотнения. Отсосы пара из двух камер отсоса ЦВД и ЦСД направляются в ПНД-3. Из концевых камер всех цилиндров паровоздушная смесь отсасывается эжектором через вакуумный охладитель.

Схема питания концевых уплотнений ЦВД и ЦСД позволяет производить подачу горячего пара от постороннего источника при пусках турбины из неостывшего состояния.

Для обеспечения правильного режима работы и дистанционного управления системой дренажа при пусках и остановках турбины предусмотрено групповое дренирование в конденсатор.

Фикс пункт турбины расположен на боковых рамах задней части ЦНД, и агрегат расширяется в сторону переднего подшипника и незначительно в сторону генератора.

Турбина снабжена валоповоротным устройством с приводом от электродвигателя, вращающего ротор турбины с частотой 3,4 об/мин.

Устанавливается автоматическое устройство поворота ротора, которое обеспечивает поворот ротора остывающей турбины через каждые 10 мин на 180°.

Турбина паровая К-325-23,5. Используя результаты новейших аэродинамических исследований, создан новый высокоэкономичный и надежный турбоагрегат К-325-23,5 с цилиндром высокого давления (ЦВД) [16], цилиндром среднего давления (ЦСД) и первыми ступенями цилиндра низкого давления (ЦНД) активного типа, предназначенный для замены физически и морально устаревших турбин К-300-240. Турбина К-325-23,5 может быть также использована и при сооружении новых блоков.

Турбина К-325-23,5, номинальной мощностью 325 МВт, состоит из вновь спроектированных цилиндров высокого, среднего и низкого давления.

Турбина рассчитана на параметры свежего пара: $P_0=23,54$ МПа, $t_0=540$ 0С с однократным перегревом пара после ЦВД до температуры $t_{пп}=540$ 0С. Расчетное давление в конденсаторе 3,65 кПа при температуре охлаждающей воды 12 0С. Температура подогрева питательной воды 280 0С. Выхлоп пара осуществляется в один поверхностный двухходовой конденсатор. Фикспункт турбины расположен посередине ЦНД. Упорный подшипник размещен в опоре № 2 [16, 17].

2.1.3 Сравнительные технико-экономические показатели паровых турбин К-300-240 и К-325-23,5

В числе усовершенствованных узлов, примененных в турбине К-325-23,5, следует отметить систему маслоснабжения турбоагрегата, включая гидростатический подъем валопровода, подшипники и валоповоротное устройство. Система маслоснабжения обеспечивает надежную и стабильную подачу масла ко всем подшипникам турбины с давлением масла 0,073 МПа. Наличие гидростатического подъема валопровода при пусках и вращения валопровода валоповоротным устройством исключает износ вкладышей подшипников и шеек роторов, а способность валоповорота с приводом от мотор-редуктора, вращать валопровод со скоростью 0,1с-1 позволяет с помощью эндоскопов осматривать рабочие лопатки без вскрытия цилиндров [16].

В турбине К-325-23,5 используется новый 12-ти ступенчатый ЦВД, обладающий высокими технико-экономическими показателями.

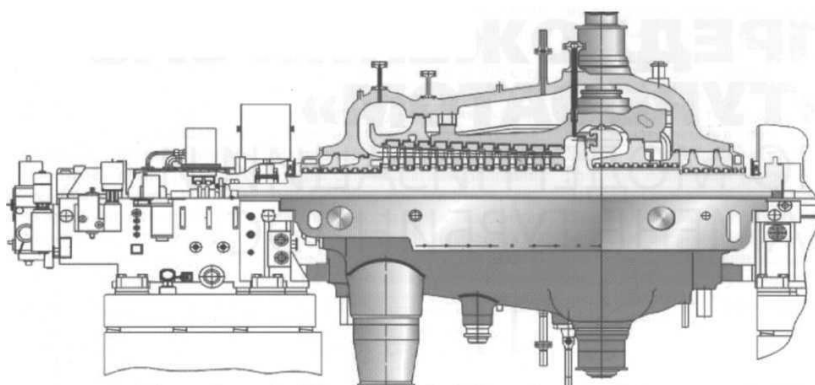


Рисунок 2.5 – Продольный разрез ЦВД паровой турбины К-325-23,5

Одновременно с ЦВД устанавливаются и новые усовершенствованные блоки клапанов парораспределения, опоры № 1 и 2.

В отличие от турбины К-300-240 паровпускная часть ЦВД имеет 4 выделенные сопловые коробки. Наличие сопловых коробок позволило существенно упростить конструкцию внутреннего корпуса и уменьшить толщину стенок в паровпускной части наружного корпуса ЦВД, что повысило маневренность и надежность турбины в режимах пуска блока из различных тепловых состояний и сбросов нагрузки.

Ротор ЦВД цельнокованый. Проточная часть, состоящая из регулирующей ступени и 11-ти ступеней давления, по сравнению с проточной частью ранее выпускавшихся турбин, имеет ряд отличительных особенностей, обеспечивающих ее высокую экономичность и надежность [16, 17]:

- уменьшен корневой диаметр проточной части, что позволило увеличить в ЦВД количество ступеней давления, высоты направляющих и рабочих лопаток, снизить концевые потери в ступенях;

- в диафрагмах всех ступеней применены постоянные по высоте высокоэкономичные профили направляющих лопаток с увеличенным моментом сопротивления и с удлиненной входной частью, что позволило снизить потери в соплах за счет конфузурности канала на входе в ступень и стабилизировать обтекание профилей при отклонении угла натекания при не расчетных режимах. Оптимизированная и утоненная выходная кромки направляющих лопаток обеспечили снижение профильных и кромочных потерь в ступенях. При создании диафрагм ЦВД были использованы современные методики проектирования, позволившие оптимизировать хорды профилей и количество направляющих лопаток по минимуму суммарных (профильных и концевых) потерь и минимальной величине переменных аэродинамических сил, действующих на рабочие лопатки;

- во всех ступенях ЦВД используются усовершенствованные рабочие лопатки с цельнофрезерованными покрывными полочными бандажами и перевязка лопаток вставками типа «ласточкин хвост» (рис.10.2). Такая конструкция рабочей лопатки позволила выполнить во всех ступенях многорядные, 6 – 8 рядов, осерадиальные надбандажные уплотнения. Разные

по величине шага уплотнительных гребней на надбандажных козырьках и бандажных полках рабочих лопаток уменьшают в 4 – 5 раз периферийную надбандажную утечку пара, по сравнению с традиционно применявшимся ранее двухрядным прямоточным уплотнением. Многорядные осерадиальные уплотнения имеют также низкий уровень парового возбуждения, что существенно для предотвращения опасности самовозбуждающихся колебаний ротора турбины.

Выступающие со стороны паровпуска части бандажа и уплотнительные выступы в корне рабочих лопаток увеличивают экономичность ступеней как за счет оптимизации межвенцового осевого зазора и уменьшения надбандажной утечки, так и в результате обтекания активной части рабочих лопаток выровненным потоком.

Применение в турбине К–325–23,5 многорядных разношаговых осерадиальных уплотнений отражает действующую в мировой практике тенденцию уменьшения утечек пара путем увеличения числа уплотнительных гребней и использования принципа их разношаговости [16].

Разношаговые осерадиальные над бандажные уплотнения позволяют обеспечить также отсутствие задеваний при любых относительных перемещениях ротора и статора, сохраняя малую величину зазора и независимость утечки этого смещения.

Качество применяемых уплотнений определяется не только номинальной величиной утечки, но и их сопротивлением износу, поскольку даже редкие задевания, возможные в конструкции прямоточного уплотнения (например, при переходе через критические скорости вращения ротора), могут со временем вызвать заметное ее увеличение.

Степень реактивности ступеней, количество и диаметры пароразгрузочных отверстий в дисках обеспечивают отвод в количестве 0,5 – 1 % основного потока из корневой зоны в пароразгрузочные отверстия, что заметно улучшает экономичность проточной части. Улучшенная форма меридиональных обводов рабочих лопаток позволила оптимизировать межвенцовые и межступенчатые перекрыши и уменьшить перепады давления на периферийных уплотнениях ступеней [17].

Существенно улучшен выхлопной патрубок ЦВД. Особенностью проточной части ЦВД является также применение диафрагменных и концевых уплотнений с гидростатическим прижатием уплотнительных сегментов к посадочным поверхностям корпуса.

В целях повышения виброустойчивости валопровода в трехопорной системе роторов ЦВД и ЦСД опорные подшипники № 1 и 2 выполнены сегментного типа, № 3 – 5 – втулочные. Перемещение опор № 1 и 2 по фундаментным рамам осуществляется с помощью шпонок «тяги - толкай», исключающих возможность появления перекосов при тепловых перемещениях корпусов турбин. Плавному перемещению опор по фундаментным рамам способствуют также специальные прокладки, изготовленные из материала с

низким коэффициентом трения и установленные на поверхностях скольжения опор № 1 и 2 по фундаментным рамам.

Таблица 2.6 - Основные технико-экономические характеристики турбоустановок К-300-240 и К-325-23,5 [16]

Наименование	Тип турбины	
	К-300-240	К-325-23,5
Электрическая мощность, МВт	317	336,6
Номинальный расход свежего пара, т/ч	977	1000
Номинальные параметры свежего пара: - давление, МПа - температура, 0С	23,54 540	23,54 540
Расчетная температура охл. воды, 0С	12	12
Давление в конденсаторе, кПа	3,82	3,65
Температура питательной воды, 0С	275	280
Удельный расход теплоты брутто, кДж/кВт·ч (ккал/кВт·ч)	7727 (1846)	7465 (1783,4)
Теплофикационная нагрузка, МВт	15	93
Конструктивная схема	ЦВД+ЦСД+ЦНД	ЦВД+ЦСД+ЦНД
Количество ступеней в проточной части: - ЦВД - ЦСД - ЦНД	11 12 3x5	12 11 3x5
Количество регенеративных отборов	9	9
Структурная схема регенерации	3ПВД+6ПНД	3ПВД+5ПНД
Тип турбопривода	противодавление	противодавление

В целях повышения надежности и маневренности турбины корпус нового ЦСД в районе паровпуска выполнен двухстенным. Во внутреннем корпусе расположены три первые ступени среднего давления. Восемь последующих ступеней расположены в трех обоймах.

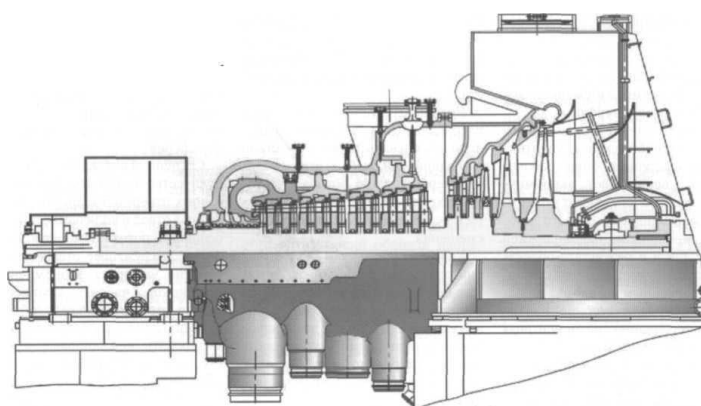


Рисунок 2.6 – Продольный разрез ЦСД паровой турбины К-325-23,5

Ротор ЦСД – комбинированный. Заодно с валом отковано 11 дисков части среднего давления и 3 диска первых трех ступеней части низкого давления первого потока; диски двух последних ступеней части низкого давления первого потока – насадные. (В турбине К-300-240 в первом, втором и третьем потоках низкого давления диски всех ступеней насадные). Отличительной особенностью проточной части ЦСД является оптимизация обводов направляющего аппарата первой ступени, обеспечивающая безотрывное обтекание на входе в ступень и снижение градиента реактивности в межвенцовом зазоре. В отличие от турбин К-300-240 во всех ступенях ЦСД используются усовершенствованные профили направляющих лопаток с увеличенным моментом сопротивления с оптимизированной входной и утоненной выходной кромками, что обеспечило высокую экономичность решеток диафрагм в широком диапазоне геометрических и режимных характеристик. Количество направляющих лопаток и их хорды определены из условия обеспечения минимума суммарных профильных и концевых потерь и минимума переменных аэродинамических сил, действующих на лопатки [16, 17].

Все рабочие лопатки ЦСД выполнены с переменными по высоте профилями, с цельнофрезерованными покрывными полочными бандажами и с кольцевой перевязкой вставками типа «ласточкин хвост». Это позволило оптимизировать осевые межвенцовые зазоры в ступенях и применить многорядные разношаговые осерадиальные надбандажные уплотнения. Кроме того, цельнофрезерованные бандажные полки с кольцевой перевязкой обеспечили динамическую прочность рабочих колес всех ступеней среднего давления (без установки демпферных проволочных связей). Меридиональные обводы активной части рабочих лопаток во всех ступенях – положительные межвенцовые и межступенчатые перекрыши. Степень реактивности, количество и размеры пароразгрузочных отверстий обеспечивают отвод 0,5 – 1 % заторможенного потока из корневой зоны ступеней в пароразгрузочные отверстия, обеспечивая тем самым повышение экономичности турбины.

Все диафрагменные и концевые уплотнительные сегменты выполнены с гидростатическим прижатием уплотнительных колец и посадочным поверхностями.

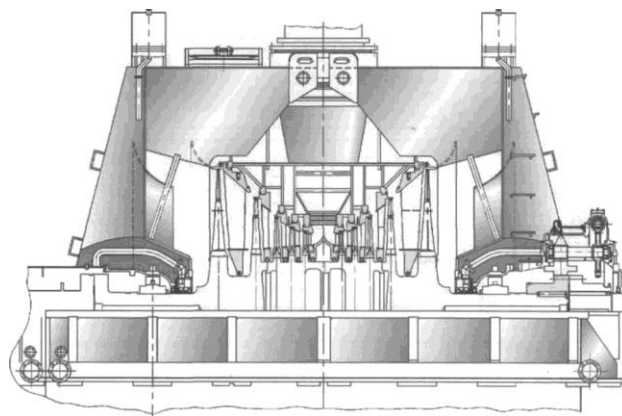


Рисунок 2.7 – Общий вид ЦНД паровой турбины К-325-23,5

Конструкция ЦНД, предусматривает возможность сохранения существующих выхлопных патрубков (внешний корпус ЦНД) и переходных патрубков конденсатора, имеющих хорошие аэродинамические и прочностные характеристики [16].

В ЦНД оптимизированы обводы паровпуска и первой ступени, обеспечивающие безотрывность течения на входе в проточную часть, улучшены периферийные обводы 2 – 5 ступеней в целях придания им плавности очертаний, снижающих возможность отрыва потока. Углы раскрытия периферийного обвода изменяются от 14 до 400. Корневой обвод выполнен прямолинейным с небольшим отрицательным углом раскрытия.

В проточной части ЦНД использованы высокоэкономичные профили направляющих и рабочих лопаток. Все рабочие лопатки выполнены с цельнофрезерованными периферийными бандажами полками. Рабочие лопатки 1 – 3 ступеней всех трех потоков имеют кольцевые перевязки вставками типа «ласточкин хвост».

Периферийные полочные бандажи 4 и 5 ступеней препятствуют раскрутке лопаток в поле центробежных сил. Бандажные полки контактируют друг с другом по специальным упорным выступам, на контактных площадках которых возникают реактивные усилия от раскрутки лопаток, обуславливающие эффективное демпфирование колебаний.

Применение цельнофрезерованных покрывных бандажей рабочих лопаток позволило отказаться от установки во всех ступенях ЦНД (кроме двух последних) проволочных демпферных связей. Причем в рабочих колесах 4 и 5 ступеней, вместо ранее применявшихся проволочных связей, осталось по одной. В 1 – 3 ступенях ЦНД выполнен отвод пара из прикорневой зоны.

2.1.4 Описание структуры паровой турбины К-325-23,5

Турбина типа К-325-23,5 - паровая, конденсационная, одновальная, без регулируемых отборов, с одним промежуточным перегревом пара, с восемью нерегулируемыми отборами пара для регенеративного подогрева питательной воды, номинальной мощностью 325 МВт, предназначена для непосредственного привода турбогенератора переменного тока ТГВ-325АУЗ (М - маневренный) с частотой вращения 3000 об/мин [17].

Турбина рассчитана для работы в блоке с двухкорпусным прямоточным котлом П-39-П М при условиях и значениях основных параметров теплофикационного эксплуатационного 100% режима. Основные параметры и технические характеристики турбины приведены в таблице:

Таблица 2.7 – Основные характеристики турбины К-325-23,5

Наименование показателя	Обозна-е	Величина
Номинальный массовый расход свежего пара, т/ч	От _{ах}	1050
Температура пара перед стопорным клапаном, °С	То	540
Давление пара перед стопорным клапаном, МПа (кгс/см ²)	Ро	23,5 (240)
Потеря давления в тракте промежуточного перегрева (от выхлопа ЦВД до клапанов промежуточного перегрева), %	АР _{пе}	10,5
Номинальная температура питательной воды, °С	^в	275,4
Температура вторично перегретого пара перед клапанами ЦСД, оС	1 _{вт}	540
Абсолютное давление пара за ЦВД, МПа (кгс/см ²)	Р Р _{цвд}	3,94 (40,15)
Абсолютное давление пара перед клапанами ЦСД, МПа (кгс/см ²)	Р _{вт}	3,52 (35,93)
Расчетная температура охлаждающей воды, °С	^ов	12,0
Массовый расход добавки химически обессоленной воды в цикл (в конденсатор турбины), т/ч: номинальный аварийный кратковременный	С _{хов}	15,0 до 300

Таблица 2.8 – Основные характеристики вспомогательного оборудования энергоблока К-325-23,5

Наименование показателя	Обозначен ие	Величина
Массовый расход пара после промежуточного перегрева, т/ч	Д _{пром.п}	824,92
Массовый расход питательной воды, т/ч	^в	1065
Мощность турбопитательного насоса, МВт	К _н	13,3
Массовый расход пара на турбопривод, т/ч	G TM	120,39
Давление пара в конденсаторе, кПа (кгс/см ²)	Р _к	2,79 (0,0284)
Массовый расход пара в конденсатор, т/ч	G _к	586,97
Мощность на зажимах генератора, МВт	К _г	335,1

Турбина представляет собой одновальный трехцилиндровый агрегат, состоящий из ЦВД, ЦСД и трехпоточного ЦНД с двумя выхлопами на конденсатор.

Регенеративная установка турбины включает в себя пять подогревателей низкого давления (ПНД-1 и ПНД-2 - смешивающего типа, ПНД-3, -4 и -5 - кожухотрубные поверхностного типа) и группу подогревателей высокого давления [17].

К турбине подключена теплофикационная установка с расчетной тепловой нагрузкой 20,0 Гкал/ч. Допускается также отбор пара на собственные нужды за ЦВД в количестве 40 т/ч с сохранением номинальной мощности турбины.

Системы смазки подшипников турбины, генератора и питательных насосов на минеральном масле марки Тп-22с объединены общей сетью с маслобаком турбины.

Для удаления водяного конденсата из системы маслоснабжения турбины предусмотрена маслоочистительная сепараторная установка ПСМ 2-4.

Очистка масла производится в барабане-сепараторе, где происходит разделение масла на две жидкие среды - вода и масло.

Очищенное от водяного конденсата турбинное масло возвращается в масляный бак турбины для дальнейшего использования в технологическом цикле. Конденсат водяных паров, очищенный от масла, в объеме 0,7 м³/год отводится в систему ГЗУ.

Для вывода из цикла солей, тонкодисперсных взвесей и продуктов коррозии в схему после первой ступени конденсатных насосов включается обессоливающая установка (БОУ), на которой производится очистка конденсата на полную потребность блока.

Тепловая схема турбины К-325-23,5. Принципиальная схема турбоустановки — это структурная схема расположения оборудования по тракту движения рабочего тела, характеризующая процессы преобразования и использования тепловой энергии, а также функциональную взаимосвязь основных элементов оборудования установки. Наряду с основным элементом паротурбинной установки — паровой турбиной в нее входят также конденсационная установка, аппараты системы регенеративного подогрева питательной воды (подогреватели низкого и высокого давлений, деаэратор, охладители эжекторов уплотнений и др.), конденсатные и питательные насосы с приводными двигателями. Кроме того, в состав ПТУ входят и некоторые специальные установки, предназначенные, например, для отпуска в том или ином виде теплоты потребителям, а также системы смазки, регулирования и защиты [16].

Однотипное оборудование на принципиальных схемах указывается только один раз независимо от числа параллельно включенных элементов (насосов, теплообменных аппаратов и др.). Трубопроводы также изображают одной линией независимо от числа параллельных потоков. Арматуру, входящую в состав трубопроводов или установленную на самих агрегатах, на

принципиальных схемах обычно не указывают. Тепловые схемы турбоустановок включают в себя структурную схему турбины, а также схемы конденсационного устройства, регенеративного подогрева основного конденсата и питательной воды и схему включения теплофикационной установки, если она имеется [19].

Экономическая эффективность расширения Аксуской ГРЭС. При разработке проекта модернизации турбины К–300–240 внимание в первую очередь обращено на [6, 16]:

- улучшение маневренных характеристик турбины паровпускная часть ЦВД выполняется трехстенной;

- кроме наружного и внутреннего корпусов введение сопловых коробок;

- введение в зоне паровпуска ЦСД двухстенной конструкции;

- систему прогрева фланцев, при которой пар подается не в короба, а в обнизку фланцев;

- упрощение подвод свежего пара в ЦВД: вместо 10 ниток от 6 клапанов в ранее выпущенных турбинах, теперь применяется четырехниточный подвод пара;

- уменьшение опасности недопустимого скручивания ригелей под передней и средней опорами передача усилий между цилиндрами и опорами при их тепловых перемещениях осуществляется вблизи поверхностей опирания на фундамент с помощью специальных шпонок.

В связи с весьма существенными различиями между отдельными электростанциями по условиям водоохлаждения и теплотребления могут быть предложены и различные конструктивные схемы модернизации турбины. Так, для электростанций с высокой среднегодовой температурой охлаждающей воды (более 20 °С) или с существенной тепловой нагрузкой (до 255МВт на одну турбину) целесообразно выполнять турбину мощностью 300 МВт с двухпоточным цилиндром низкого давления [6].

Разработанная для модернизации турбоустановок мощностью 300 МВт турбина К–310–23,5 предусматривает замену всех трех цилиндров [6]. В ЦВД паровпускная часть выполнена трехстенной. Кроме наружного и внутреннего корпусов, имеются сопловые коробки. ЦСД содержит только ступени среднего давления, имевшийся в нем ранее первый поток низкого давления исключен. Часть низкого давления из трехпоточной таким образом стала двухпоточной и размещается в одном ЦНД, ротор которого выполнен сварным с рабочей лопаткой последней ступени длиной 1030 мм. Все остальные ступени турбины также выполнены с учетом современных достижений турбостроения.

Исходя из возможной паропроизводительности котлов, работающих на энергоблоках мощностью 300 МВт турбина К–310–23,5 спроектирована на пропуск 1000 т/ч пара. Ее электрическая мощность в гарантийных условиях превышает 320 МВт, допустимая теплофикационная нагрузка 255 МВт (220 Гкал/ч). При графике теплосети 150/70°С коэффициент недовыработки мощности оценивается в 0,188 (218 кВт·ч/Гкал).

3 Определение эффективности модернизированного блока

Для технико-экономического обоснования проекта расширения Аксуской ГРЭС на базе проекта по модернизации (реконструкции) блоков №5,7,8 с турбинами К-300-240 ЛМЗ на усовершенствованные аналоги увеличенной мощности типа К-325-23,5 ЛМЗ на базе существующих турбин, с увеличением электрической мощности до 325 МВт в данном расчете предложено сравнение тепловых расчетов двух модификаций турбин, с расчетами технико-экономических показателей и их сравнением.

Предполагаемая модернизация представляет собой реконструкцию блока К-300-240 с заменой – усовершенствованием проточной части турбины, с доработкой конструктивно частей высокого, среднего и низкого давления, что позволит увеличить пропуск пара через турбины и увеличить номинальную электрическую мощность блока.

Реконструкция блока в данном расчете выражена в изменении технических характеристик турбины К-300-240 и соответственно отражена в тепловом расчете турбины. Предполагается минимальное изменение тепловой схемы турбины, для сравнения далее представлены два расчета, первый для турбины К-300-240 ЛМЗ в расчетном номинальном режиме, и второй – для турбины К-325-23,5 ЛМЗ также в расчетном номинальном режиме. Турбина имеет 8 нерегулируемых отборов пара, предназначенных для подогрева питательной воды в четырех ПНД, деаэраторе и трех ПВД, а также для питания приводной турбины питательного насоса. Группа ПВД выполнена по схеме с дополнительной поверхностью нагрева после ПВД-8, куда попадает часть питательной воды, для обеспечения ее большего подогрева. Слив дренажа греющего пара из ПВД-6 в деаэратор осуществляется каскадно. ПНД-4 имеет встроенный охладитель пара, а ПНД-3 – встроенный охладитель конденсата. Конденсат греющего пара из ПНД-4 сливается в ПНД-3. ПНД-2 является смешивающим. Дренаж греющего пара из ПНД-1 сбрасывается в конденсатор.

В схеме устанавливается две ступени конденсатных насосов: после конденсатора и после смешивающего ПНД-2.

Питательная установка имеет турбопривод, питаемый паром из третьего отбора турбины. Отработавший в приводной турбине пар отводится в ПНД-3.

С целью восполнения потерь пара и воды в конденсатор турбины подается добавочная химически-очищенная вода. В схеме предусмотрена также блочная обессоливающая установка (БОУ). Воздух из конденсатора отсасывается водоструйными эжекторами.

Далее представлен тепловой расчет для варианта модификации турбины типа К-300-240 ЛМЗ.

3.1 Тепловой расчет блока с паровой турбиной К-300-240

Исходные данные для расчета:

Давление и температура свежего пара:

$$p_0 = 24 \text{ МПа}, t_0 = 540^\circ\text{C}$$

Температура пара после промперегрева:

$$t_{\text{III}} = 540^\circ\text{C}$$

Давление в конденсаторе:

$$p_k = 0,00297 \text{ МПа}$$

Температура охлаждающей воды:

$$t_{\text{охл.в}} = 12^\circ\text{C}$$

Электрическая мощность (расчетная номинальная):

$$N_э = 300 \text{ МВт}$$

Расчет построен по методике Дорохова [19] и предполагает последовательный расчет отсеков турбины, с определением расходов греющего пара по каждому из отсеков турбины, значениями энтальпий и давления, что позволит определить мощность каждой из частей турбины (отсеков) и оценить экономичность работы всей турбины.

Алгоритм расчета построен на проведении итерационных расчетов нахождения значений ключевых показателей, в данной работе будет представлена итоговая итерация, для которой значения опорного режима заданы (таблица 3.1):

Таблица 3.1 – Значения показателей в опорном режиме для К-300-240

Номер отбора	Давление в камере отбора в опорном режиме, МПа	Исходное давление в камере отбора в рассчитываемом режиме, МПа	Расход пара через отсек в опорном режиме кг/с	КПД отсека в опорном режиме
Свежий пар	24	24,00	258,30	-
РС	17,44	17,81735	258,30	0,75
1	6,46	6,59978	253,70	0,805
2	4,16	4,25001	238,30	0,85
ПП	3,62	3,69833	208,90	
3	1,630	1,66527	208,90	0,852
4	1,084	1,10745	172,60	0,888
5	0,5296	0,54106	174,20	0,887
6	0,2256	0,23048	163,60	0,895
7	0,0918	0,09378	180,90	0,865
8	0,01765	0,01802	171,60	0,845
ВЫХЛОП	0,00297	0,00297	165,30	0,712

Определение значений давлений и энтальпий по отсекам турбины.

Для расчетов давлений по отсекам турбины используются значения давления в опорном режиме и вычисления проводятся по формуле Стодола-Флюгеля [18]:

$$p_{\text{вх},1} = \sqrt{p_{\text{вых},1}^2 + \left(\frac{D_0}{D_{0(0)}}\right)^2 \cdot (p_{\text{вх}(0)}^2 - p_{\text{вых}(0)}^2)} \quad (3.1)$$

$$p_{\text{вх},1} = \sqrt{4,25001^2 + 1,022^2 \cdot (6,46^2 - 4,16^2)} = 6,59 \text{ МПа}$$

Для определения давления в камере регулирующей ступени (РС) используется упрощенный вариант формулы:

$$p_{\text{рс}} = p_{\text{рс}(0)} \cdot \frac{D_{\text{рс}}}{D_{\text{рс}(0)}}; \quad (3.2)$$

$$p_{\text{рс}} = 17,44 \cdot 1,022 = 17,81 \text{ МПа}$$

При определении значения давления в камере второго отбора учитываются потери при прохождении промперегрева:

$$p_2 = p_{\text{вх}}^{\text{цсд}} \cdot \frac{p_2^{\text{опорн}}}{p_{\text{вх}}^{\text{цсд-опорн}}}; \quad (3.3)$$

$$p_2 = 3,69833 \cdot \frac{4,16}{3,62} = 4,36 \text{ МПа.}$$

Для проведения расчета используются дополнительные данные: Принимается постоянный расход охлаждающей воды через конденсатор:

$$G_{\text{св}} = 36000 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$$

Устанавливается давление в деаэраторе, которое базируется на значении уже существующего в тепловой схеме деаэратора (конструкции):

$$p_{\text{д}} = 0,69 \text{ МПа}$$

Принимается паропроизводительность котла (номинальная – максимальная) для расчета в номинальном режиме – максимальной выработки электроэнергии (по заданным значениям опорного режима):

$$D_{\text{п}} = 277,78 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$$

Принимаются КПД отсеков турбины, равные значениям в опорном режиме, которые в расчете показывают совершенство конструкции турбины типа К-300-240. Данные представлены в таблице 3.1.

Потери давления в тракте промежуточного перегрева принимаются равной $\Delta p_{\text{пш}} = 4\%$.

Потери давления в отборах одинаковы для всех подогревателей и соответственно равны $p_{\text{пш}}^{\text{отб}} = 5\%$.

Температурные напоры подогревателей заданы в исходных данных:

$$\begin{aligned} \vartheta_{\text{пнд-1}} &= 4^\circ\text{C}, \vartheta_{\text{пнд-3}} = 4^\circ\text{C}, \vartheta_{\text{пнд-4}} = 2.5^\circ\text{C}, \\ \vartheta_{\text{пвд-6}} &= 2^\circ\text{C}, \vartheta_{\text{пвд-7}} = 1.5^\circ\text{C}, \vartheta_{\text{пвд-8}} = 1.5^\circ\text{C} \end{aligned}$$

Также задаются уровни недоохлаждения конденсата (слив) для подачи на вход в систему регенерации (для ПВД и ПНД):

$$\theta_{\text{пвд-8}}^{\text{од}} = 10^\circ\text{C}, \theta_{\text{пвд-7}}^{\text{од}} = 12^\circ\text{C}, \theta_{\text{пвд-6}}^{\text{од}} = 15^\circ\text{C}, \theta_{\text{пнд-4}}^{\text{од}} = 10^\circ\text{C},$$

Протечки пара через концевые уплотнения турбины и уплотнения штоков стопорных и регулирующих клапанов задаются постоянными величинами:

$$D_{\text{П7}}^{\text{цвд-пу}} = 1.5 \text{ кг/с} - \text{от камеры переднего уплотнения ЦВД в ПВД-8};$$

$D_{\text{П4}}^{\text{цсд+цвд}} = 2.15 \text{ кг/с}$ - от камер заднего уплотнения ЦВД и передней камеры уплотнения ЦСД в ПНД-4;

$D_{\text{сп}}^{\text{цвд+цсд}} = 1.075 \text{ кг/с}$ - от камер переднего, заднего уплотнения ЦВД и передней камеры уплотнений ЦСД в сальниковый подогреватель

Рассчитываются значения энтальпии и энтропии пара.

Значения энтальпий и энтропий как в точках «теоретических», так и действительных значений получены с использованием таблиц свойств воды и водяного пара. Соответственно расчет энтальпий проведен последовательно для каждого отсека с использованием КПД отсеков.

Энтальпии пара в изоэнтропном процессе определяются с помощью значений давления и температуры по таблицам свойств воды и водяного пара [20], а расчетные значения энтальпий определяются с учетом КПД отсеков:

$$h_i = h_{i0-1} - (h_{i0-1} - h_{i0}) \cdot \eta_i \quad (3.4)$$

Значения энтропий и степени сухости определяются как функции энтальпии с использованием таблиц свойств воды и водяного пара. Итоговые значения расчетов сведены в таблице 3.2.

После определения всех давлений процесс расширения турбины представлен на h - s -диаграмме (рисунок 3.1).

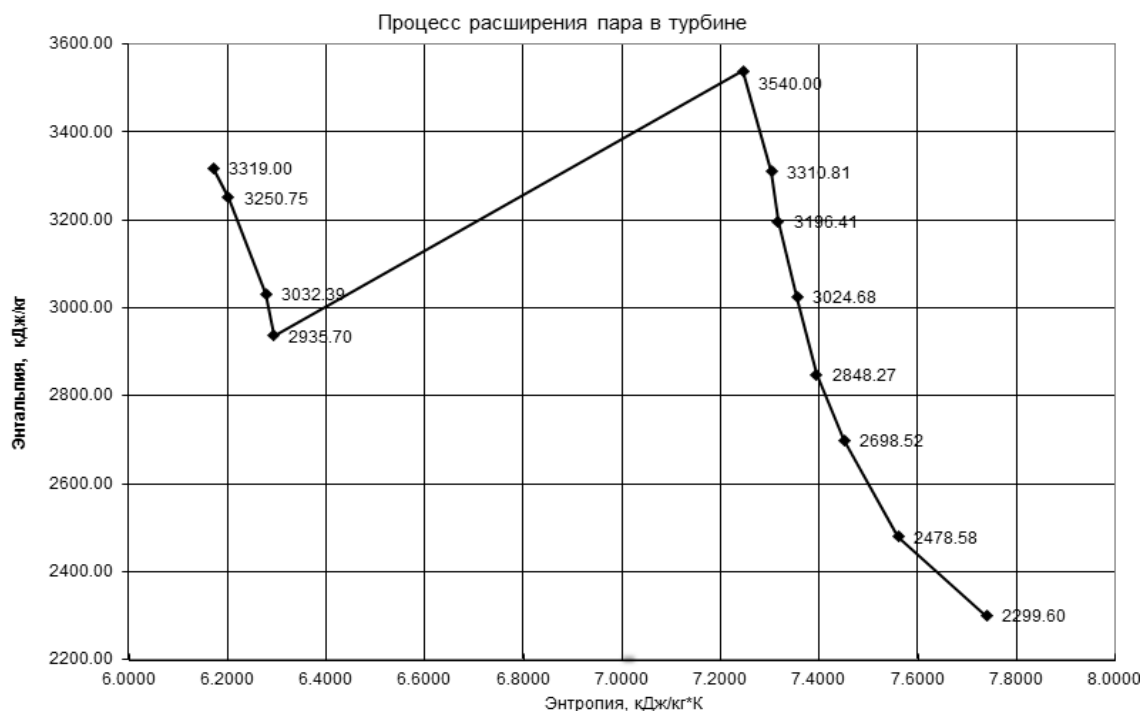


Рисунок 3.1 – Процесс расширения пара в турбине К-300-240

Таблица 3.2 – Расчетные значения энтальпий, энтропии и давлений

Номер отбора	Давление в камере отбора в опорном режиме МПа	Исходное давление в камере отбора в рассчитываемом режиме на 1 итерации, МПа	Расход пара через отсек в опорном режиме кг/с	КПД отсека в опорном режиме	КПД в расчетываемом режиме (сух/вл)	Энтальпия пара в изоэнтропном процессе	Энтальпия пара на 1 итерации кДж/кг	Энтропия пара кДж/кг*К	Степень сухости пара
Свежий пар	24	24.00	258.30	-	-	3319.00	3319.00	6.1723	-
РС	17.44	17.81735	258.30	0.75	0.750	3228.00	3250.75	6.2020	-
1	6.46	6.59978	253.70	0.805	0.805	2985.00	3032.39	6.2790	-
2	4.16	4.25001	238.30	0.85	0.85	2927.00	2935.70	6.2940	-
ПП	3.62	3.69833	208.90			3540.00	3540.00	7.2458	-
3	1.630	1.66527	208.90	0.852	0.852	3271.00	3310.81	7.3030	-
4	1.084	1.10745	172.60	0.888	0.888	3187.00	3196.41	7.3170	-
5	0.5296	0.54106	174.20	0.887	0.887	3004.00	3024.68	7.3550	-
6	0.2256	0.23048	163.60	0.895	0.895	2830.00	2848.27	7.3950	-
7	0.0918	0.09378	180.90	0.865	0.865	2678.00	2698.52	7.4500	-
8	0.01765	0.01802	171.60	0.845	0.845	2442.00	2478.58	7.5610	0.948
Выхлоп	0.00297	0.00297	165.30	0.712	0.712	2242.00	2299.60	7.7404	0.915
Температура свежего пара			540 °С	Давление свежего пара, МПа		24			

Для расчета системы регенерации предварительно необходимо произвести расчет параметров питательной воды и основного конденсата.

Расчет осуществляется аналогично расчету подбора питательного насоса, для нивелирования в расчетах необходимости замены агрегатов. Предполагается «предустановка» насосов необходимых параметров. Сводные значения расчета представлены в таблице 3.3:

Таблица 3.3 – Исходные параметры для расчета насосной группы

Отметка верхнего коллектора котла	Нкол= 43м
Отметка верха экономайзера котла	Нэк= 20м
Отметка оси питательного насоса	Нпн=3м
Отметка оси бусторного насоса	Нбн=8м
Отметка уровня воды в деаэраторе	Нд=20м
Потери давления в линии деаэратор-бустерный насос	$\Delta P_{д-бн}=0.008$ Мпа
Потери давления в линии бустерный-питательный насосы	$\Delta P_{бн-пн}=0.002$ Мпа
Потери давления в паровом котле	$\Delta P_{пк} =5.5$ Мпа
Перепад давления в РПК	$\Delta P_{рпк}=1.5$ Мпа
Потери давления в группе ПВД	$\Delta P_{пвд}=0.45$ Мпа
Потери давления в трубопроводах пит. воды	$\Delta P_{тр.пв}=0.3$ Мпа
Давление на выходе из бустерного насоса	$P_{бн}=2.2$ Мпа

Определяется плотность воды в верхней точке экономайзера с использованием таблиц свойств воды и водяного пара [20]:

$$\rho_{\text{ВЫХ}}^{\text{ЭК}} = f(p, t_{\text{ПВ}}), \text{ кг/м}^3 \quad (3.5)$$

$$\rho_{\text{ВЫХ}}^{\text{ЭК}} = 766,03 \text{ кг/м}^3$$

Определяется плотность воды на выходе из группы ПВД с использованием таблиц свойств воды и водяного пара [20]:

$$\rho_{\text{ВЫХ}}^{\text{ПВД}} = f(p_{\text{ПВ}}, t_{\text{ПВ}}), \text{ кг/м}^3 \quad (3.6)$$

$$\rho_{\text{ВЫХ}}^{\text{ПВД}} = 801,31 \text{ кг/м}^3$$

Средняя плотность воды в трубопроводе от питательного насоса до верхней точки экономайзера определяется как среднее значение:

$$\rho_{\text{СР}}^{\text{ПН-ЭК}} = \frac{\rho_{\text{ВЫХ}}^{\text{ЭК}} + \rho_{\text{ВЫХ}}^{\text{ПН}}}{2}, \text{ кг/м}^3 \quad (3.7)$$

$$\rho_{\text{СР}}^{\text{ПН-ЭК}} = \frac{766,033 + \frac{1}{0,0010905}}{2} = 841.52, \text{ кг/м}^3$$

Необходима плотность свежего пара, определяется также с использованием таблиц свойств воды и водяного пара [20]:

$$\rho_{\text{П}} = f(p_0, t_0), \text{ кг/м}^3 \quad (3.8)$$

$$\rho_{\text{п}} = 74.75 \text{ кг/м}^3$$

Средняя плотность воды в трубопроводе от верхней точки экономайзера до отметки верхнего коллектора также определяется как среднее значение:

$$\rho_{\text{ср}}^{\text{ЭК-КОЛ}} = \frac{\rho_{\text{п}} + \rho_{\text{ВЫХ}}^{\text{ЭК}}}{2}, \text{ кг/м}^3 \quad (3.9)$$

$$\rho_{\text{ср}}^{\text{ЭК-КОЛ}} = \frac{74,75 + 766,03}{2} = 420,39 \text{ кг/м}^3$$

Удельная плотность воды на входе в бустерный насос (БН) определяется как функция давления и температуры с использованием таблиц свойств воды и водяного пара [20]:

$$v_{\text{ВХ}}^{\text{БН}} = f(p_{\text{ВХ}}^{\text{БН}}, t_{\text{ВХ}}^{\text{БН}}), \text{ м}^3/\text{кг} \quad (3.10)$$

$$v_{\text{ВХ}}^{\text{БН}} = 0,0011072 \text{ м}^3/\text{кг}$$

Удельная плотность воды на выходе из БН также определяется с использованием таблиц свойств воды и водяного пара [20]:

$$v_{\text{ВЫХ}}^{\text{БН}} = f(p_{\text{ВЫХ}}^{\text{БН}}, t_{\text{ВЫХ}}^{\text{БН}}), \text{ м}^3/\text{кг} \quad (3.11)$$

$$v_{\text{ВЫХ}}^{\text{БН}} = 0,0011064 \text{ м}^3/\text{кг}$$

Средняя плотность воды в БН составит:

$$v_{\text{ср}}^{\text{БН}} = \frac{v_{\text{ВХ}}^{\text{БН}} + v_{\text{ВЫХ}}^{\text{БН}}}{2}, \text{ м}^3/\text{кг} \quad (3.12)$$

$$v_{\text{ср}}^{\text{БН}} = \frac{0,0011072 + 0,0011064}{2} = 0,0011068, \text{ м}^3/\text{кг}$$

Подогрев воды в БН можно определить исходя из формулы:

$$\Delta h_{\text{БН}} = 10^3 \cdot (p_{\text{ВЫХ}}^{\text{БН}} - p_{\text{ВХ}}^{\text{БН}}) \cdot v_{\text{ср}}^{\text{БН}} / (1,02 \cdot \eta_e), \text{ кДж/кг} \quad (3.13)$$

$$\Delta h_{\text{БН}} = 10^3 (2,2 - 0,7883) \cdot 0,0011068 \cdot 1000 / (1,02 \cdot 0,6) = 2,55 \text{ кДж/кг}$$

Подогрев воды в БН определяется как функция разницы энтальпий и давления с использованием таблиц свойств воды и водяного пара [20]:

$$\Delta t_{\text{БН}} = f(\Delta h_{\text{БН}}, \Delta p_{\text{ср}}^{\text{БН}}), \text{ }^\circ\text{C} \quad (3.14)$$

$$\Delta t_{\text{БН}} = 0.26 \text{ }^\circ\text{C}$$

Удельный объем воды на входе в ПН определяется с использованием таблиц свойств воды и водяного пара [20]:

$$v_{\text{ВХ}}^{\text{ПН}} = f(p_{\text{ПН}}^{\text{ВХ}}, t_{\text{ПН}}^{\text{ВХ}}), \text{ м}^3/\text{кг} \quad (3.15)$$

$$v_{\text{ВХ}}^{\text{ПН}} = 0,0011064 \text{ м}^3/\text{кг}$$

Удельный объем воды на выходе из ПН определяется аналогично [20]:

$$v_{\text{ВЫХ}}^{\text{ПН}} = f(p_{\text{ПН}}^{\text{ВЫХ}}, t_{\text{ПН}}^{\text{ВЫХ}}), \text{ м}^3/\text{кг} \quad (3.16)$$

$$v_{\text{ВЫХ}}^{\text{ПН}} = 0.0010905 \text{ м}^3/\text{кг}$$

Средняя плотность воды в ПН:

$$\rho_{\text{ср}}^{\text{ПН}} = \frac{\frac{1}{v_{\text{ВХ}}^{\text{ПН}}} + \frac{1}{v_{\text{ВЫХ}}^{\text{ПН}}}}{2}, \text{ кг/м}^3 \quad (3.17)$$

$$\rho_{\text{ср}}^{\text{ПН}} = \frac{1}{\frac{0.0011064}{2} + \frac{0.0010905}{2}} = 910.41 \text{ кг/м}^3$$

Давление на выходе из ПН складывается из значений потерь давлений в каждой установке и по тракту:

$$P_{\text{ВЫХ}}^{\text{ПН}} = p_0 + \Delta p_{\text{тр-п}} + \Delta p_{\text{ПК}} + \Delta p_{\text{РПК}} + \Delta p_{\text{ПВД}} + \Delta p_{\text{тр-пв}} + \Delta p_{\text{Г}}, \text{ МПа}, \quad (3.18)$$

$$P_{\text{ВЫХ}}^{\text{ПН}} = 24 + 0.235 + 1.92 + 5.5 + 1.5 + 0.45 + 0.3 + 2.2 = 33.91 \text{ МПа},$$

где $\Delta p_{\text{тр-п}} = 0,08 \cdot P_0$ - потери давления паропроводе свежего пара, МПа

$\Delta p_{\text{ПК}}$ - потери давления в паровом котле, МПа

$\Delta p_{\text{РПК}}$ - потери давления в РПК, МПа

$\Delta p_{\text{ПВД}}$ - потери давления в группе ПВД, МПа

$\Delta p_{\text{тр-пв}}$ - потери давления в трубопроводах питательной воды, МПа

$\Delta p_{\text{Г}}$ - геодезический напор в напорной линии, МПа

$$\Delta p_{\text{Г}} = \left((H_{\text{ЭК}} - H_{\text{ПН}}) \cdot \rho_{\text{ср}}^{\text{ПН-ЭК}} + (H_{\text{КОЛ}} - H_{\text{ЭК}}) \cdot \rho_{\text{ср}}^{\text{ЭК-КОЛ}} \right) \cdot g \cdot 10^{-6}, \text{ МПа} \quad (3.19)$$

$$\Delta p_{\text{Г}} = ((20 - 3) \cdot 841,52 + (43 - 20) \cdot 420,39) \cdot 9,81 \cdot 10^{-6} = 0.235 \text{ МПа}$$

Давление на входе в ПН определяется по формуле [19]:

$$p_{\text{ВХ}}^{\text{ПН}} = p_{\text{БН}} + (H_{\text{БН}} - H_{\text{ПН}}) \cdot g \cdot \left(\frac{v_{\text{ВХ}}^{\text{БН}} + v_{\text{ВЫХ}}^{\text{БН}}}{2} \right) \cdot 10^{-6} - \Delta p_{\text{БН-ПН}}, \text{ МПа} \quad (3.20)$$

$$p_{\text{ВХ}}^{\text{ПН}} = 2,2 + (8 - 3) \cdot \left(\frac{0.0011064}{2} + \frac{0.0011064}{2} \right) \cdot 9,81 \cdot 10^{-6} - 0,002 = 2.24 \text{ МПа}$$

Подогрев воды в ПН определяется также, как и для БН:

$$\Delta h_{\text{ПН}} = 10^3 \cdot (p_{\text{ВЫХ}}^{\text{ПН}} - p_{\text{ВХ}}^{\text{ПН}}) \cdot v_{\text{ср}}^{\text{ПН}}, \text{ кДж/кг} \quad (3.21)$$

$$\Delta h_{\text{пн}} = 1000 \cdot (33,91 - 2,24) / (1,02 \cdot 910,41 \cdot 0,85) = 40,11 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}$$

Подогрев воды в ПН (аналогично определению подогрева в БН):

$$\Delta t = f(\Delta h_{\text{пн}}, \Delta p_{\text{ср}}^{\text{пн}}) \quad (3.22)$$

$$\Delta t = 5,32$$

Определяется напор ПН:

$$H_{\text{пн}} = \frac{\Delta p_{\text{ср}}^{\text{пн}}}{\rho_{\text{ср}}^{\text{пн}} \cdot g \cdot 10^{-6}} \quad (3.23)$$

$$H_{\text{пн}} = (33,91 - 2,24) / (910,41 \cdot 9,81 \cdot 10^{-6}) = 3545,22$$

В заключении по рассчитанным параметрам определяется подача питательного насоса:

$$V_{\text{пн}} = D_{\text{пв}}^{\text{max}} \cdot v_{\text{пн}}^{\text{вх}} \quad (3.24)$$

$$= 277,7777778 \cdot 0,0011064 = 0,3073358$$

По рассчитанным значениям необходимого напора и подачи определяются (проверяются) характеристики питательного насоса. Для расчета турбины К-300-240 предполагается конструкторский расчет питательного насоса, с возможной необходимостью его замены.

Таблица 3.4 - Выбор конденсатных насосов

Давление в конденсаторе	$p_k = 0,00297$ МПа
Отметка патрубка ввода основного конденсата в Д	$H_{\text{док}} = 24$ м
Отметка оси КН2	$H_{\text{кн2}} = -1$ м
Сопротивление СП	$\Delta p_{\text{сп}} = 0,045$ МПа
Сопротивление ПНД1	$\Delta p_{\text{пнд1}} = 0,041$ МПа
Давление в ПНД2,	$p_{\text{пнд2}} = 0,082$ МПа
Сопротивление ПНД3	$\Delta p_{\text{пнд3}} = 0,051$ МПа
Сопротивление ПНД4	$\Delta p_{\text{пнд4}} = 0,098$ МПа

Плотность основного конденсата на входе в КН1:

$$\rho_{\text{вх}}^{\text{кн1}} = f(p_k), \text{ кг/м}^3 \quad (3.25)$$

$$\rho_{\text{вх}}^{\text{кн1}} = 997,28 \text{ кг/м}^3$$

Давление на выходе КН1:

$$p_{\text{вых}}^{\text{кн1}} = p_k + \Delta p_{\text{сп}} + \Delta p_{\text{пнд1}} + \Delta p_{\text{пнд2}}, \text{ МПа} \quad (3.26)$$

$$p_{\text{вых}}^{\text{кн1}} = 0,00297 + 0,45 + 0,045 + 0,041 + 0,082 = 0,62 \text{ МПа}$$

Давление на выходе КН2:

$$p_{\text{ВЫХ}}^{\text{КН1}} = \Delta p_{\text{ПНД3}} + \Delta p_{\text{ПНД4}} + p_{\text{д}} + p_{\text{тр}} + p_{\text{Г}}, \text{ МПа} \quad (3.27)$$

$$p_{\text{ВЫХ}}^{\text{КН1}} = 0.051 + 0.098 + 0.69 + 0.1 + 0.2288 = 1.1678 \text{ МПа}$$

Геодезический напор в линии КН2-Д:

$$p_{\text{Г}} = (H_{\text{д}} - H_{\text{КН2}}) \cdot g \cdot \rho_{\text{ср}}^{\text{КН2-д}} \cdot 10^{-6}, \text{ МПа} \quad (3.28)$$

$$p_{\text{Г}} = (24 - 1) \cdot 9.81 \cdot 933.05 \cdot 10^{-6} = 0.229 \text{ МПа}$$

Напор в КН1 и КН2 соответственно:

$$H_{\text{КН1}} = \frac{\Delta p_{\text{КН1}}^{\text{ср}}}{\rho_{\text{КН1}}^{\text{ср}} \cdot 10^{-6}} \text{ м} \quad (3.29)$$

$$H_{\text{КН1}} = (0.62 - 0.00297) / (997.28 \cdot 9.81 \cdot 10^{-6}) = 63.17 \text{ м}$$

$$H_{\text{КН2}} = \frac{\Delta p_{\text{КН2}}^{\text{ср}}}{\rho_{\text{КН1}}^{\text{ср}} \cdot 10^{-6}} \text{ м} \quad (3.30)$$

$$H_{\text{КН2}} = (1.1678 - 0.082) / (962.73 \cdot 9.81 \cdot 10^{-6}) = 114.97 \text{ м}$$

На основании полученных данных осуществляется проверка достаточности мощности установленных (и конструктивно выбираются для модернизированной турбины) конденсатные насосы 1 и 2 ступени.

Расчет системы регенерации и потоков тепла и рабочей среды

Тепловые процессы в системе регенерации паровой турбины математически описываются уравнениями теплового и материального балансов. На основании данных уравнений определяются потоки тепла по каждому из элементов системы и находится их мощность [19].

Принимаются условные КПД теплообмена в группе ПВД и ПНД, математически описывающие потери тепла с рассеиванием в окружающую среду:

$$k_{\text{ПВД}} = 1,006 \text{ — для ПВД}$$

$$k_{\text{ПНД}} = 1,005 \text{ — для ПНД}$$

Составляются материальные и тепловые балансы для каждого элемента:

Для подогревателя ПВД-8:

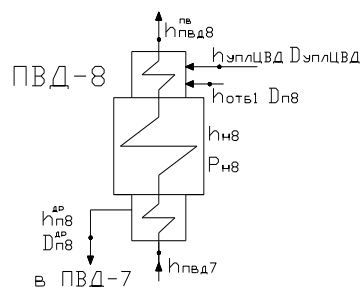


Рисунок 3.2 – Схема потоков ПВД 8

Определяется расход дренажа из подогревателя, который равен расходу греющего пара:

$$D_{п8} + D_{упл-цвд} = D_{п8}^{др} \quad (3.31)$$

Математическое выражение уравнения теплового баланса для ПВД-8 записывается в следующем виде:

$$\begin{aligned} D_{п8} \cdot (h_{от61} - h_{п8}^{др}) + D_{упл-цвд} \cdot (h_{упл-цвд} - h_{п8}^{др}) = \\ = k_{пвд} \cdot D_{пв} \cdot (h_{пвд8}^{пв} - h_{пвд7}^{пв}) \end{aligned} \quad (3.32)$$

При решении уравнения теплового баланса определяется расход греющего пара в подогреватель ПВД-8:

$$D_{п8} = \frac{k_{пвд} \cdot D_{пв} \cdot (h_{пвд8}^{пв} - h_{пвд7}^{пв}) - D_{упл-цвд} \cdot (h_{упл-цвд} - h_{п8}^{др})}{(h_{от61} - h_{п8}^{др})} \quad (3.33)$$

$$D_{п8} = \frac{1,006 \cdot 263,89 \cdot (1218 - 1089) - 0,8 \cdot (3200 - 1135)}{(3032,39 - 1135)} = 17,18 \text{ кг/с}$$

Для подогревателя ПВД-7:

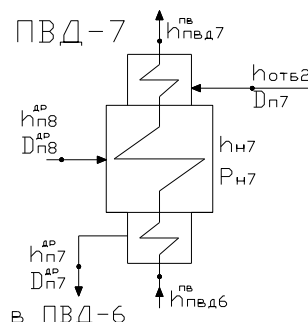


Рисунок 3.3 - Схема потоков ПВД 7

Составляется уравнение теплового баланса для ПВД-7 относительно расхода греющего пара:

$$\begin{aligned} D_{п7} \cdot (h_{от62} - h_{п7}^{др}) + D_{п8}^{др} \cdot (h_{п8}^{др} - h_{п7}^{др}) = \\ = k_{пвд} \cdot D_{пв} \cdot (h_{пвд7}^{пв} - h_{пвд6}^{пв}) \end{aligned} \quad (3.34)$$

$$D_{п7} = \frac{k_{пвд} \cdot D_{пв} \cdot (h_{пвд7}^{пв} - h_{пвд6}^{пв}) - D_{п8}^{др} \cdot (h_{п8}^{др} - h_{п7}^{др})}{(h_{от62} - h_{п7}^{др})} \quad (3.35)$$

$$D_{п7} = \frac{1,006 \cdot 263,89 \cdot (1089 - 864,10) - 17,98 \cdot (1135 - 904,60)}{(2935,70 - 904,6)} = 27,36 \text{ кг/с}$$

Для подогревателя ПВД-6 (без учета охладителя пара):

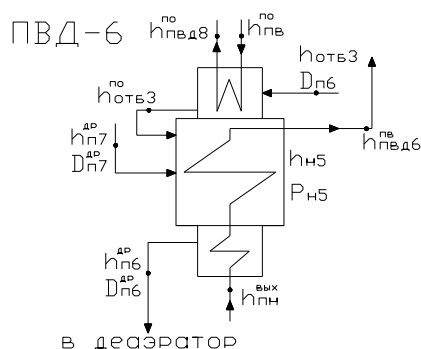


Рисунок 3.4 - Схема потоков ПВД 6

Принимается, что греющий пар, выходящий из пароохладителя ПВД-4, перегрет на 25 °С по отношению к температуре питательной воды, поступающей в пароохладитель с выхода ПВД-8.

Данное уточнение учитывается в формуле определения температуры воды, чтобы исключить конденсацию пара в пароохладителе.

$$t_{\text{ПО}}^{\text{пв}} = t_{\text{пвд8}} + 25^{\circ}\text{C} \quad (3.36)$$

$$t_{\text{ПО}}^{\text{пв}} = 277,66 + 25 = 302,66^{\circ}\text{C}$$

Давление пара на выходе из пароохладителя на 2% меньше, чем на входе в пароохладитель:

$$p_{\text{ПО}}^{\text{п}} = 0,98 \cdot p_6 \quad (3.37)$$

$$p_{\text{ПО}}^{\text{п}} = 0,98 \cdot 0,2305 = 0,22589$$

$$p_6 = 3,69833 \cdot \frac{0,2256}{3,62} = 0,2305 \text{ МПа}$$

Энтальпия греющего пара на выходе из пароохладителя определяется с использованием таблиц свойств воды и водяного пара [20]:

$$h_{\text{ПО}}^{\text{п}} = f(p_{\text{ПО}}^{\text{пв}}, t_{\text{ПО}}^{\text{пв}}) \quad (3.38)$$

$$h_{\text{ПО}}^{\text{п}} = f(0,2305, 302,66)$$

Решается уравнение теплового и материального балансов ПВД-6 относительно расхода греющего пара в ПВД-6:

$$D_{\text{п6}} \cdot (h_{\text{отб3}}^{\text{по}} - h_{\text{п6}}^{\text{др}}) + D_{\text{п7}}^{\text{др}} \cdot (h_{\text{п7}}^{\text{др}} - h_{\text{п6}}^{\text{др}}) =$$

$$= k_{\text{пвд}} \cdot D_{\text{пв}} \cdot (h_{\text{пвд6}}^{\text{пв}} - h_{\text{пн}}^{\text{ввх}}) \quad (3.39)$$

$$D_{\text{п6}} = \frac{k_{\text{пвд}} \cdot D_{\text{пв}} \cdot (h_{\text{пвд6}}^{\text{пв}} - h_{\text{пн}}^{\text{ввх}}) - D_{\text{п7}}^{\text{др}} \cdot (h_{\text{п7}}^{\text{др}} - h_{\text{п6}}^{\text{др}})}{(h_{\text{отб3}}^{\text{по}} - h_{\text{п6}}^{\text{др}})} \quad (3.40)$$

$$\frac{1,006 \cdot 263,89 \cdot (864,10 - 737,60) - 45,33 \cdot (904,60 - 784,90)}{(3009 - 784,90)} = 12,66 \text{ кг/с}$$

$$D_{др6} = D_{п6} + D_{п7}^{др} \quad (3.41)$$

$$D_{др6} = 12,66 + 45,33 = 57,99$$

Расчет пароохладителя в ПВД-6:

Составляется уравнение теплового баланса и находится его решение относительно энтальпии питательной воды на выходе из пароохладителя:

$$D_{п6} \cdot (h_{отб3} - h_{отб3}^{по}) = k_{пвд} \cdot D_{пв}^{по} \cdot (h_{по}^{пв} - h_{пвд8}^{пв}) \quad (3.42)$$

$$h_{по}^{пв} = \frac{D_{п6} \cdot (h_{отб3} - h_{отб3}^{по}) + k_{пвд} \cdot D_{пв}^{по} \cdot h_{пвд8}^{пв}}{k_{пвд} \cdot D_{пв}^{по}} \quad (3.43)$$

$$h_{по}^{пв} = \frac{12,66 \cdot (3310,82 - 3009) + 1,006 \cdot 26,96 \cdot 1218}{1,006 \cdot 26,96} = 1358,87 \text{ кДж/кг}$$

Температура питательной воды на выходе из пароохладителя определяется как функция давления и энтальпии [20]:

$$t_{по}^{пв} = f(p_{пвд8}^{пв}, h_{по}^{пв}) = f(33,46, 1358,87) \quad (3.44)$$

$$t_{по}^{пв} = 306,2^\circ\text{C}$$

Рассчитывается точка смешения СМ-1 после группы ПВД:

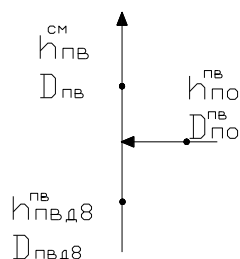


Рисунок 3.5 - Схема точки смешения после группы ПВД

Составляется уравнение теплового баланса относительно энтальпии питательной воды после точки смешения:

$$D_{пв} \cdot h_{пв}^{см} = (D_{пв} - D_{пв}^{по}) \cdot h_{пвд8}^{пв} + D_{пв}^{по} \cdot h_{по}^{пв} \quad (3.45)$$

$$h_{пв}^{см} = \frac{(D_{пв} - D_{пв}^{по}) \cdot h_{пвд8}^{пв} + D_{пв}^{по} \cdot h_{по}^{пв}}{D_{пв}} \quad (3.46)$$

$$h_{пв}^{см} = \frac{(263,89 - 26,96) \cdot 1218 + 26,96 \cdot 1358,87}{263,89} = 1232,39 \text{ кДж/кг}$$

Расчет для деаэратора:

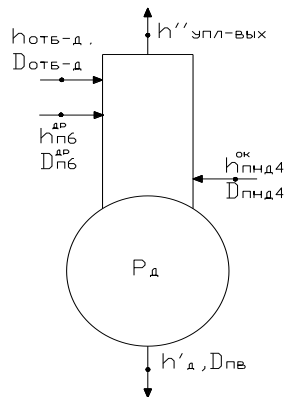


Рисунок 3.6 - Схема потоков деаэратора

Составляется материальный баланс деаэратора:

$$D_{пв} + D_{д}^{упл_вых} = D_{п-д} + D_{пнд4} + D_{п6}^{др} \quad (3.47)$$

Составляется уравнение теплового баланса деаэратора:

$$D_{пв} \cdot h'_{д} + D_{д}^{упл_вых} \cdot h''_{д} = D_{п-д} \cdot h'_{отб-д} + D_{пнд4} \cdot h'_{ок} + D_{п6}^{др} \cdot h'_{п6} \quad (3.48)$$

Совместное решение представленных уравнений материального и теплового уравнений позволяет рассчитать расход основного конденсата после ПНД-4:

$$D_{пнд4} = \frac{D_{пв} \cdot (h'_{д} - h'_{отб-д}) + D_{д}^{упл_вых} \cdot (h''_{д} + h'_{отб-д}) - D_{п6}^{др} \cdot (h'_{отб-д} - h'_{п6})}{h'_{ок} - h'_{отб-д}} \quad (3.49)$$

$$D_{пнд4} = \frac{263,89 \cdot (694,60 - 3196,41) + 1,3 \cdot (2762 + 3196,41) - 57,99 \cdot (3196,41 - 784,90)}{635,90 - 3196,41} = 203,44 \text{ гк/с}$$

По значениям решения выше изложенных уравнений, определяется расход пара на деаэратор:

$$D_{п-д} = D_{пв} + D_{д}^{упл_вых} - D_{пнд4} - D_{п6}^{др} \quad (3.50)$$

$$D_{п-д} = 263,89 + 1,3 - 203,44 - 57,99 = 3,75 \text{ кг/с}$$

Для подогревателя ПНД-4:

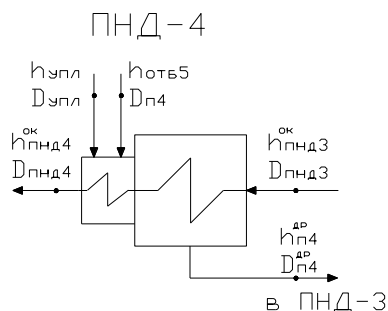


Рисунок 3.7 - Схема потоков ПНД 4

Уравнение материального баланса:

$$D_5^{\text{отб}} + (D_{\text{упл}}^{\text{цвд}} + D_{\text{упл}}^{\text{цсд}}) = D_{\text{п4}}^{\text{др}} \quad (3.51)$$

Уравнение теплового баланса:

$$D_{\text{п4}} \cdot (h_{\text{отб5}} - h_{\text{п4}}^{\text{др}}) + D_{\text{упл}}^{\text{цвд}} \cdot (h_{\text{цнд-з}} - h_{\text{п4}}^{\text{др}}) + D_{\text{упл}}^{\text{цсд}} \cdot (h_{\text{цсд-п}} - h_{\text{п4}}^{\text{др}}) = k_{\text{пнд}} \cdot D_{\text{пнд4}} \cdot (h_{\text{пнд4}}^{\text{ок}} - h_{\text{пнд3}}^{\text{ок}}) \quad (3.52)$$

Решение совместно двух уравнений балансов относительно расхода пара из отбора №5:

$$D_{\text{п4}} = \frac{k_{\text{пнд}} \cdot D_{\text{пнд4}} \cdot (h_{\text{пнд4}}^{\text{ок}} - h_{\text{пнд3}}^{\text{ок}}) - D_{\text{упл}}^{\text{цвд}} \cdot (h_{\text{цнд-з}} - h_{\text{п4}}^{\text{др}}) - D_{\text{упл}}^{\text{цсд}} \cdot (h_{\text{цсд-п}} - h_{\text{п4}}^{\text{др}})}{(h_{\text{отб5}} - h_{\text{п4}}^{\text{др}})} = \frac{1,005 \cdot 203,44 \cdot (635,90 - 502,10) - 1,0 \cdot (2955 - 646,40) - 0,5 \cdot (3300 - 646,40)}{(3024,68 - 646,40)} = 10,46 \text{ кг/с}$$

$$D_{\text{п4}} = \frac{k_{\text{пнд}} \cdot D_{\text{пнд4}} \cdot (h_{\text{пнд4}}^{\text{ок}} - h_{\text{пнд3}}^{\text{ок}}) - D_{\text{упл}}^{\text{цвд}} \cdot (h_{\text{цнд-з}} - h_{\text{п4}}^{\text{др}}) - D_{\text{упл}}^{\text{цсд}} \cdot (h_{\text{цсд-п}} - h_{\text{п4}}^{\text{др}})}{(h_{\text{отб5}} - h_{\text{п4}}^{\text{др}})} = \frac{1,005 \cdot 203,44 \cdot (635,90 - 502,10) - 1,0 \cdot (2955 - 646,40) - 0,5 \cdot (3300 - 646,40)}{(3024,68 - 646,40)} = 10,46 \text{ кг/с}$$

Для подогревателя ПНД-3:

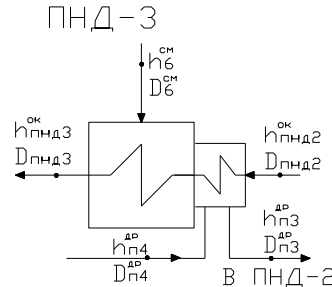


Рисунок 3.8 - Схема потоков ПНД 3

Уравнение материального баланса:

$$D_{\text{п4}}^{\text{др}} + D_6^{\text{п}} = D_{\text{п3}}^{\text{др}} \quad (3.53)$$

Уравнение теплового баланса:

$$D_6^{\text{п}} \cdot (h_{\text{вых}}^{\text{п}} - h_{\text{п3}}^{\text{др}}) + D_{\text{п4}}^{\text{др}} \cdot (h_{\text{п4}}^{\text{др}} - h_{\text{п3}}^{\text{др}}) = k_{\text{пнд}} \cdot D_{\text{пнд4}} \cdot (h_{\text{пнд3}}^{\text{ок}} - h_{\text{кн2}}^{\text{вых}}) \quad (3.54)$$

Определяется расход пара в ПНД-3 как совместное решение двух уравнений:

$$D_6^{\text{п}} = \frac{k_{\text{пнд}} \cdot D_{\text{пнд4}} \cdot (h_{\text{пнд3}}^{\text{ок}} - h_{\text{кн2}}^{\text{вых}}) - D_{\text{п4}}^{\text{др}} \cdot (h_{\text{п4}}^{\text{др}} - h_{\text{п3}}^{\text{др}})}{(h_{\text{вых}}^{\text{п}} - h_{\text{п3}}^{\text{др}})} \quad (3.55)$$

$$D_6^{\text{п}} = \frac{1,004 \cdot 203,44 \cdot (502,10 - 405,20) - 11,46 \cdot (646,40 - 447,50)}{(629,05 - 447,50)} = 96,46 \text{ кг/с}$$

Для смешивающего подогревателя ПНД-2.

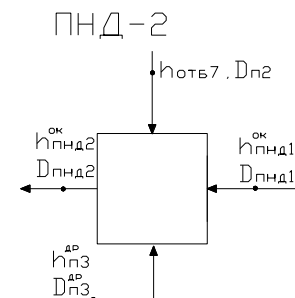


Рисунок 3.9 - Схема потоков ПНД 2

Уравнение материального баланса для ПНД-2:

$$D_{\text{пнд}2} = D_{\text{п}2} + D_{\text{п}3}^{\text{др}} + D_{\text{пнд}1} \quad (3.56)$$

Тепловой баланс смешивающего подогревателя ПНД-2 запишется в следующем виде:

$$D_{\text{пнд}1} \cdot h_{\text{пнд}1}^{\text{ок}} + D_{\text{п}2} \cdot h_{\text{отб}7} + D_{\text{п}3}^{\text{др}} \cdot h_{\text{п}3}^{\text{др}} = D_{\text{пнд}2} \cdot h_{\text{пнд}2}^{\text{ок}} \quad (3.57)$$

Уравнение решается относительно расхода пара из отбора №7 турбины:

$$D_{\text{п}2} = \frac{D_{\text{пнд}2} \cdot h_{\text{пнд}2}^{\text{ок}} - D_{\text{пнд}1} \cdot h_{\text{пнд}1}^{\text{ок}} - D_{\text{п}3}^{\text{др}} \cdot h_{\text{п}3}^{\text{др}}}{h_{\text{отб}7}} \quad (3.58)$$

$$D_{\text{п}2} = \frac{203,44 \cdot 405,20 - 90,29 \cdot 221,80 - 107,92 \cdot 447,50}{2698,52} = 5,23 \text{ кг/с}$$

Для ПНД-1

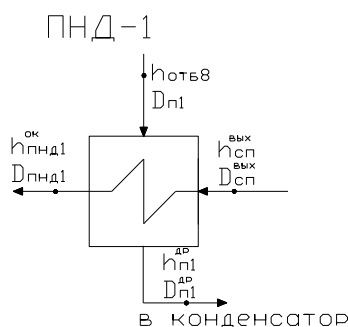


Рисунок 3.10 - Схема потоков ПНД-1

Определяется величина дренажа из ПНД-1 – исходя из утверждения, что дренаж сливается в конденсатор.

$$D_{\text{п}1}^{\text{др}} = D_{\text{п}1} \quad (3.59)$$

$$D_{\text{п}1}^{\text{др}} = 2,67 \text{ кг/с}$$

Уравнение теплового баланса для ПНД-1:

$$D_{п1} \cdot (h_{отб8} - h_{п1}^{др}) = k_{пнд} \cdot D_{пнд1} \cdot (h_{пнд1}^{ок} - h_{сп}^{вых}) \quad (3.60)$$

Уравнение теплового баланса, решаемое относительно расхода пара из отбора №7 турбины:

$$D_{п1} = \frac{k_{пнд} \cdot D_{пнд1} \cdot (h_{пнд1}^{ок} - h_{сп}^{вых})}{(h_{отб8} - h_{п1}^{др})} \quad (3.61)$$

$$D_{п1} = \frac{1,003 \cdot 90,29 \cdot (221,80 - 155,68)}{(2478,58 - 238,40)} = 2,67 \text{ кг/с}$$

После составления уравнений теплового и материального балансов определяются параметры пара, дренажа и питательной воды в системе регенерации турбины.

Энтальпия питательной воды перед паровым котлом определяется по таблицам свойств воды и водяного пара [20]:

$$h_{пв} = f(p_{по}^{пв}, t_{пв}) \quad (3.62)$$
$$h_{пв} = f(0,2305, 290) = 1232,39 \text{ кДж/кг}$$

Давление пара на выхлопе из ЦВД:

$$p_2 = \frac{p_{пн}}{1 - \Delta p_{пн}} \quad (3.63)$$
$$p_2 = \frac{3,62}{1 - 0,13} = 4,16 \text{ МПа}$$

Давление в подогревателе ПВД-7, подключенного к выхлопу ЦВД:

$$p_{пвд7} = p_2 \cdot (1 - \Delta p_6^{отб}) \quad (3.64)$$

$$p_{пвд7} = 4,16 \cdot (1 - 2,022) = 4,250 \text{ МПа}$$

Температура насыщения в подогревателе ПВД-7 определяется по таблицам свойств воды и водяного пара [20]:

$$t'_{пвд7} = f(p_{пвд7}) \quad (3.65)$$

$$t'_{пвд7} = f(4,250) = 251,53 \text{ }^\circ\text{C}$$

Энтальпия конденсата в зоне конденсации подогревателя ПВД-7 [20]:

$$h'_{пвд7} = f(t'_{пвд7}) \quad (3.66)$$
$$h'_{пвд7} = f(251,53) = 1093 \text{ кДж/кг}$$

Температура питательной воды на выходе из ПВД-7:

$$t_{пвд7}^{пв} = t'_{пвд7} - \vartheta_{пвд7} \quad (3.67)$$
$$t_{пвд7}^{пв} = 251,53 - 1,5 = 250,03 \text{ }^\circ\text{C}$$

Энтальпия питательной воды на выходе из П6 [20]:

$$h_{\text{ПВД}7}^{\text{ПВ}} = f(p_{\text{ПВД}7}^{\text{ВЫХ}}, t_{\text{ПВД}7}^{\text{ПВ}}) \quad (3.68)$$
$$h_{\text{ПВД}7}^{\text{ПВ}} = f(33,56, 250,03) = 1089 \text{ кДж/кг}$$

Так как в схеме включен пароохладитель, проводится уточнение величины $\Delta t_{\text{см}}$ на основе сравнения энтальпии питательной воды, полученной из уравнения теплового баланса смесителя, с её значением, определенным по заданной температуре питательной воды.

Температура питательной воды на выходе из ПВД-8 [20]:

$$t_{\text{ПВД}8}^{\text{ПВ}} = t_{\text{ПВ}} - \Delta t_{\text{см}} \quad (3.69)$$
$$t_{\text{ПВД}8}^{\text{ПВ}} = 290 - 12,34 = 277,66^\circ\text{C}$$

Энтальпия питательной воды на выходе из верхнего ПВД-8 определяется по таблицам свойств воды и водяного пара [20]:

$$h_{\text{ПВД}8}^{\text{ПВ}} = f(p_{\text{ПВД}8}^{\text{ВЫХ}}, t_{\text{ПВД}8}^{\text{ПВ}}) \quad (3.70)$$
$$h_{\text{ПВД}8}^{\text{ПВ}} = f(33,46, 277,66) = 1218 \text{ кДж/кг}$$

Определяются температура и энтальпия в деаэраторе по известному давлению $p_{\text{д}}$ [20]:

$$t'_{\text{д}} = f(p_{\text{д}}) \quad (3.71)$$
$$t'_{\text{д}} = f(0,69) = 164,37^\circ\text{C}$$
$$h'_{\text{д}} = f(p_{\text{д}}) \quad (3.72)$$
$$h'_{\text{д}} = f(0,69) = 694,6 \text{ кДж/кг}$$

3.2 Тепловой расчет блока с паровой турбиной К-325-23,5

Исходные данные для расчета:

Давление и температура свежего пара:

$$p_0 = 24 \text{ МПа}, t_0 = 540^\circ\text{C}$$

Температура пара после промперегрева:

$$t_{\text{пп}} = 540^\circ\text{C}$$

Давление в конденсаторе:

$$p_{\text{к}} = 0,00297 \text{ Мпа}$$

Температура охлаждающей воды:

$$t_{\text{охл.в}} = 12^\circ\text{C}$$

Электрическая мощность:

$$N_3 = 325 \text{ МВт}$$

Расчет построен аналогичной методике, представленной в разделе 3.1. Все исходные данные по вспомогательному оборудованию оставлены идентичными.

Для модернизированной турбины принимаются измененные значения эффективности отсеков, согласно таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Исходные данные показателей для турбины К-325-23,5

Номер отбора	Исходное давление в камере отбора в рассчитываемом режиме, МПа	Расход пара через отсек, кг/с	КПД в рассчитываемом режиме (сух/вл)
Свежий пар	23,54	258,30	-
РС	18,31200	258,30	0,800
1	6,78300	253,70	0,85
2	4,36800	238,30	0,91
ПП	3,80100	208,90	
3	1,71150	208,90	0,88
4	1,13820	172,60	0,89
5	0,55608	174,20	0,89
6	0,23688	163,60	0,895
7	0,09639	180,90	0,87
8	0,01851	171,60	0,85
выхлоп	0,00297	165,30	0,75

Определение значений давлений и энтальпий по отсекам турбины

Для расчетов давлений по отсекам турбины представленный алгоритм полностью совпадает с представленным в разделе 3.1. Далее представлена итоговая таблица 3.6 для расчетных показателей для турбины К-325-23,5.

Таблица 3.6 – Итоговые расчетные данные для значений энтальпий и энтропий для К-325-23,5.

Номер отбора	Давление в камере отбора в опорном режиме, МПа	Исходное давление в камере отбора в рассчитываемом режиме, МПа	Расход пара через отсек в опорном режиме, кг/с	КПД в рассчитываемом режиме (сух/вл)	Энтальпия пара в изоэнтропном процессе	Энтальпия пара для расчетного режима кДж/кг	Энтропия пара кДж/кг *К	Степень сухости пара
Свежий пар	23,54	23,54	258,30	-	3324,00	3324,00	6,1867	-
РС	17,44	18,31200	258,30	0,800	3247,00	3262,40	6,2060	-
1	6,46	6,78300	253,70	0,85	2994,00	3031,95	6,2670	-
2	4,16	4,36800	238,30	0,91	2927,00	2933,03	6,2780	-
ПП	3,62	3,80100	208,90		3539,00	3539,00	7,2322	-
3	1,630	1,71150	208,90	0,88	3271,00	3303,16	7,2790	-

4	1,084	1,13820	172,60	0,89	3180,00	3190,01	7,2950	-
5	0,5296	0,55608	174,20	0,89	2999,00	3018,91	7,3320	-
6	0,2256	0,23688	163,60	0,895	2825,00	2843,27	7,3720	-
7	0,0918	0,09639	180,90	0,87	2674,00	2693,63	7,4250	-
8	0,0176 5	0,01851	171,60	0,85	2437,00	2472,55	7,5310	0,949
ВЫХЛ оп	0,0029 7	0,00297	165,30	0,75	2233,00	2284,00	7,7030	0,917

По итоговым значениям полученных энтальпий и энтропий строится процесс расширения для турбины К-325-23,5.

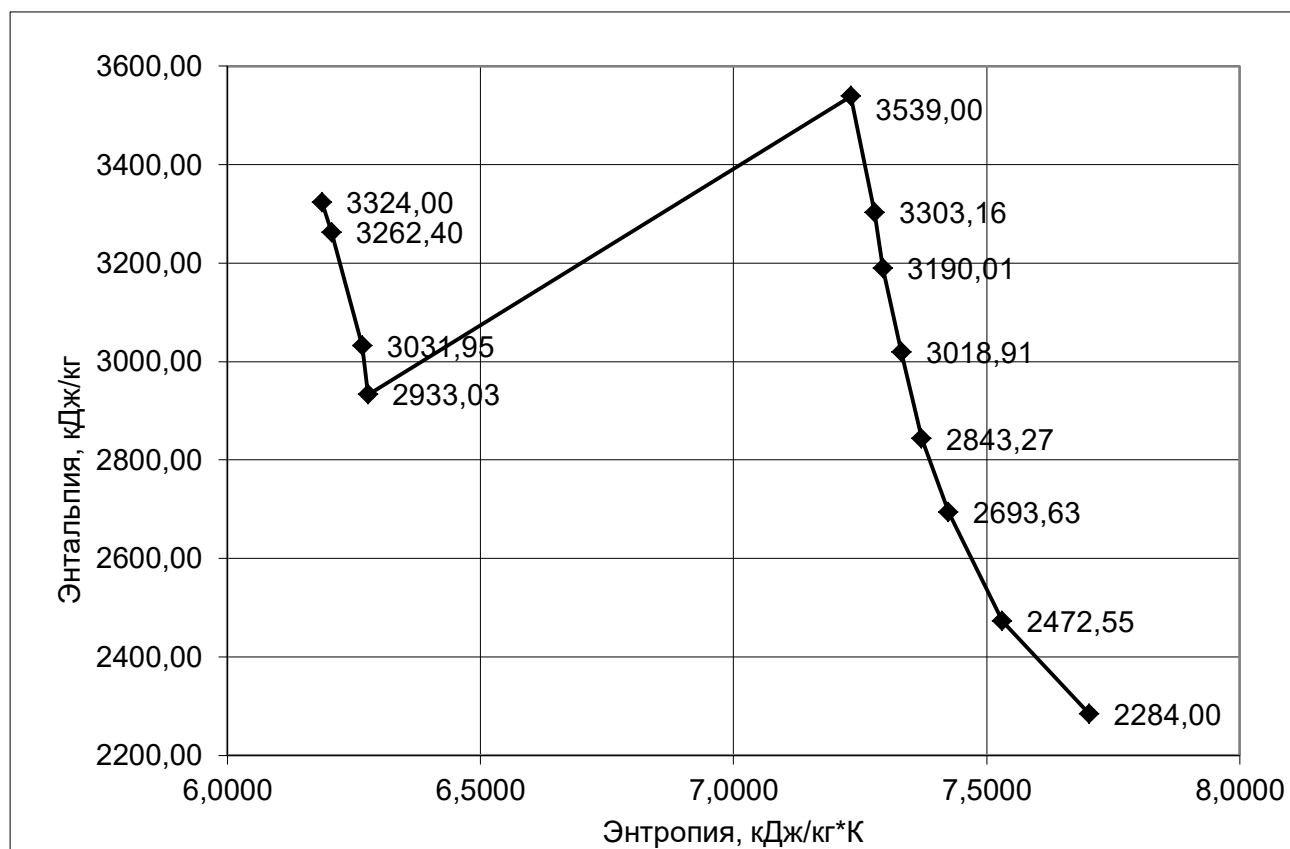


Рисунок 3.11 – Процесс расширения для турбины К-325-23,5

Расчетные значения группы насосов для расчета системы регенерации принимаются идентичными, предложенным в разделе 3.1.

В расчете системы регенерации и потоков тепла и рабочей среды для турбины К-325-23,5 также использован аналогичный алгоритм и формулы. Далее представлены итоговые значения расчетов.

Принимаются условные КПД теплообмена в группе ПВД и ПНД, математически описывающие потери тепла с рассеиванием в окружающую среду:

$$k_{\text{пвд}} = 1,006 \text{ — для ПВД}$$

$$k_{\text{пнд}} = 1,005 \text{ — для ПНД}$$

Для подогревателя ПВД-8:

$$D_{п8} = \frac{k_{пвд} \cdot D_{пв} \cdot (h_{пвд8}^{пв} - h_{пвд7}^{пв}) - D_{упл-цвд} \cdot (h_{упл-цвд} - h_{п8}^{др})}{(h_{отб1} - h_{п8}^{др})}$$

$$D_{п8} = \frac{1,006 \cdot 291,67 \cdot (1227 - 1097) - 0,8 \cdot (2955 - 1143)}{(3031,95 - 1143)} = 19,32 \text{ кг/с}$$

Для подогревателя ПВД-7:

$$D_{п7} = \frac{k_{пвд} \cdot D_{пв} \cdot (h_{пвд7}^{пв} - h_{пвд6}^{пв}) - D_{п8}^{др} \cdot (h_{п8}^{др} - h_{п7}^{др})}{(h_{отб2} - h_{п7}^{др})}$$

$$D_{п7} = \frac{1,006 \cdot 291,67 \cdot (1097 - 869,90) - 20,12 \cdot (1143 - 910,60)}{(2933,03 - 910,60)} = 30,64 \text{ кг/с}$$

Для подогревателя ПВД-6 (без учета охладителя пара):

$$D_{п6} \cdot (h_{отб3}^{по} - h_{п6}^{др}) + D_{п7}^{др} \cdot (h_{п7}^{др} - h_{п6}^{др}) = k_{пвд} \cdot D_{пв} \cdot (h_{пвд6}^{пв} - h_{пн}^{вых})$$

$$D_{п6} = \frac{k_{пвд} \cdot D_{пв} \cdot (h_{пвд6}^{пв} - h_{пн}^{вых}) - D_{п7}^{др} \cdot (h_{п7}^{др} - h_{п6}^{др})}{(h_{отб3}^{по} - h_{п6}^{др})}$$

$$D_{п6} = \frac{1,006 \cdot 291,67 \cdot (869,90 - 737,60) - 50,76 \cdot (910,60 - 784,90)}{(3034, - 784,90)} = 14,42 \text{ кг/с}$$

$$D_{др6} = D_{п6} + D_{п7}^{др}$$

$$D_{др6} = 14,42 + 50,76 = 65,18$$

Для пароохладителя в ПВД-6:

$$h_{по}^{пв} = \frac{14,42 \cdot (3303,16 - 3034) + 1,006 \cdot 30,63 \cdot 1227}{1,006 \cdot 30,63} = 1353,01$$

$$t_{по}^{пв} = f(p_{пвд8}^{вых}, h_{по}^{пв})$$

$$t_{по}^{пв} = f(33,46, 1353,01) = 305,08$$

Точка смешения СМ-1 после группы ПВД:

$$h_{пв}^{см} = \frac{(D_{пв} - D_{пв}^{по}) \cdot h_{пвд8}^{пв} + D_{пв}^{по} \cdot h_{по}^{пв}}{D_{пв}}$$

$$h_{пв}^{см} = \frac{(291,67 - 30,63) \cdot 1227 + 30,63 \cdot 1353,01}{291,67} = 1240,23$$

Для деаэратора:

$$D_{пнд4} = \frac{D_{пв} \cdot (h'_д - h_{отб-д}) + D_{д}^{упл-вых} \cdot (h''_д + h_{отб-д}) - D_{п6}^{др} \cdot (h_{отб-д} - h_{п6}^{др})}{h_{пнд4}^{ок} - h_{отб-д}}$$

$$D_{\text{пнд4}} = \frac{291,67 \cdot (694,60 - 3196,41) + 1,3 \cdot (2762 + 3190,01) - 65,18 \cdot (3190,01 - 784,90)}{640,40 - 3190,01} = 224,25 \text{ гк/с}$$

$$D_{\text{п-д}} = D_{\text{пв}} + D_{\text{д}}^{\text{упл-вых}} - D_{\text{пнд4}} - D_{\text{п6}}^{\text{др}} \quad (81)$$

$$D_{\text{п-д}} = 291,67 + 1,3 - 224,25 - 65,18 = 3,53 \text{ кг/с}$$

Для подогревателя ПНД-4:

$$D_{\text{п4}} = \frac{k_{\text{пнд}} \cdot D_{\text{пнд4}} \cdot (h_{\text{пнд4}}^{\text{ок}} - h_{\text{пнд3}}^{\text{ок}}) - D_{\text{цвд}}^{\text{упл}} \cdot (h_{\text{цнд-3}} - h_{\text{п4}}^{\text{др}}) - D_{\text{цсд-п}}^{\text{упл}} \cdot (h_{\text{цсд-п}} - h_{\text{п4}}^{\text{др}})}{(h_{\text{от65}} - h_{\text{п4}}^{\text{др}})}$$

$$D_{\text{п4}} = \frac{1,005 \cdot 224,25 \cdot (640,40 - 505,80) - 1,0 \cdot (2955 - 650,90) - 0,5 \cdot (3300 - 650,90)}{(3018,91 - 650,90)} = 11,76 \text{ кг/с}$$

Расчет баланса в ПНД-3:

$$D_{\text{п6}}^{\text{п}} = \frac{k_{\text{пнд}} \cdot D_{\text{пнд4}} \cdot (h_{\text{пнд3}}^{\text{ок}} - h_{\text{кн2}}^{\text{вых}}) - D_{\text{п4}}^{\text{др}} \cdot (h_{\text{п4}}^{\text{др}} - h_{\text{п3}}^{\text{др}})}{(h_{\text{вых}}^{\text{п}} - h_{\text{п3}}^{\text{др}})}$$

$$D_{\text{п6}}^{\text{п}} = \frac{1,004 \cdot 224,25 \cdot (505,80 - 408,30) - 12,76 \cdot (650,90 - 450,60)}{(627,60 - 450,60)} = 109,58 \text{ кг/с}$$

Для смешивающего подогревателя ПНД-2.

$$D_{\text{п2}} = \frac{D_{\text{пнд2}} \cdot h_{\text{пнд2}}^{\text{ок}} - D_{\text{пнд1}} \cdot h_{\text{пнд1}}^{\text{ок}} - D_{\text{п3}}^{\text{др}} \cdot h_{\text{п3}}^{\text{др}}}{h_{\text{от67}}}$$

$$D_{\text{п2}} = 5,51 \text{ кг/с}$$

Для ПНД-1

$$D_{\text{п1}}^{\text{др}} = D_{\text{п1}}$$

$$D_{\text{п1}} = \frac{1,003 \cdot 96,40 \cdot (224,10 - 152,16)}{(2472,55 - 240,80)} = 3,12 \text{ кг/с}$$

После составления уравнений теплового и материального балансов определяем параметры пара, дренажа и питательной воды в системе регенерации турбины.

Энтальпия питательной воды перед паровым котлом:

$$h_{\text{пв}} = f(p_{\text{по}}^{\text{пв}}, t_{\text{пв}})$$

$$h_{\text{пв}} = f(0,2305, 290) = 1240,23 \text{ кДж/кг}$$

Давление пара на выходе из ЦВД:

$$p_2 = \frac{p_{\text{пп}}}{1 - \Delta p_{\text{пп}}}$$

$$p_2 = \frac{3,62}{1-0,13} = 4,16 \text{ МПа}$$

Давление в подогревателе ПВД-7, подключенного к выхлопу ЦВД:

$$p_{\text{ПВД7}} = p_2 \cdot (1 - \Delta p_6^{\text{отб}})$$

$$p_{\text{ПВД7}} = 4,16 \cdot (1 - 2,05) = 4,368 \text{ МПа}$$

Температура насыщения в подогревателе ПВД-7:

$$t'_{\text{ПВД7}} = f(p_{\text{ПВД7}})$$

$$t'_{\text{ПВД7}} = f(4,368) = 253,17^\circ\text{C}$$

Энтальпия конденсата в зоне конденсации подогревателя ПВД-7:

$$h'_{\text{ПВД7}} = f(t'_{\text{ПВД7}})$$

$$h'_{\text{ПВД7}} = f(253,17) = 1097 \text{ кДж/кг}$$

Энтальпия дренажа ПВД-7:

$$h_{\text{П7}}^{\text{др}} = 910,60 \text{ кДж/кг}$$

Температура питательной воды на выходе из ПВД-7:

$$T_{\text{ПВД7}}^{\text{ПВ}} = t'_{\text{ПВД7}} - \vartheta_{\text{ПВД7}}$$

$$T_{\text{ПВД7}}^{\text{ПВ}} = 253,17 - 1,5 = 251,67^\circ\text{C}$$

Энтальпия питательной воды на выходе из Пб:

$$h_{\text{ПВД7}}^{\text{ПВ}} = f(p_{\text{ПВД7}}^{\text{ВЫХ}}, t_{\text{ПВД7}}^{\text{ПВ}})$$

$$h_{\text{ПВД7}}^{\text{ПВ}} = f(33,56, 251,67) = 1097 \text{ кДж/кг}$$

Температура питательной воды на выходе из ПВД-8:

$$t_{\text{ПВД8}}^{\text{ПВ}} = t_{\text{ПВ}} - \Delta t_{\text{см}}$$

$$t_{\text{ПВД8}}^{\text{ПВ}} = 290 - 10,52 = 279,48^\circ\text{C}$$

Энтальпия питательной воды на выходе из верхнего ПВД-8:

$$h_{\text{ПВД8}}^{\text{ПВ}} = f(p_{\text{ПВД8}}^{\text{ВЫХ}}, t_{\text{ПВД8}}^{\text{ПВ}})$$

$$h_{\text{ПВД8}}^{\text{ПВ}} = f(33,46, 279,48) = 1227 \text{ кДж/кг}$$

3.3 Сравнение расчетных показателей паровых турбин

На основе полученных результатов расчетов проводится расчет мощности по отсекам турбины для каждого из вариантов.

Расчет мощности для турбины К-300-240

Расчет основан на данных, полученных в предыдущих разделах, поэтому исходными данными будут значения расходов пара, энтальпий на входе и выходе отсеков.

Рассчитывается теплоперепад для каждого отсека по формуле:

$$\Delta h = h_{\text{вх}} - h_{\text{вых}} \quad (3.73)$$

По найденным значениям определяются величины мощности в кВт для каждого из отсеков по формуле:

$$N_{\text{э,отс}} = \Delta h \cdot D_{\text{п,отс}} \quad (3.74) \quad N_{\text{э,турб}} = \sum N_{\text{э,отс}} \quad (3.75)$$

Результаты расчетов собраны в таблице 3.7.

Таблица 3.7 – Результаты расчета мощности отсеков для К-300-240

Номера отсеков	Номера ступеней в отсеке	Расход пара через отсек	Энтальпия на входе в отсек	Энтальпия на выходе из отсека	Теплоперепад в отсеке, кДж/кг	Мощность отсека, кВт
РС	1	261,89	3319,00	3250,75	68	17873,9
1	2-9	260,39	3250,75	3032,39	218	56859,8
2	10-12	243,21	3032,39	2935,70	97	23514,8
3	13-16	213,55	3540,00	3310,81	229	48944,2
4	17-18	212,45	3310,81	3196,41	114	24305,7
5	19-21	195,77	3196,41	3024,68	172	33619,0
6	22-24	192,01	3024,68	2848,27	176	33872,8
7	25-26	181,55	2848,27	2698,52	150	27187,7
8	27-28	89,12	2698,52	2478,58	220	19601,0
9	29	83,89	2478,58	2299,60	179	15014,6
Сумма мощностей отсеков (внутренняя мощность турбины), кВт						300793,4
Суммарная мощность турбины, МВт						300,79

Таким образом для турбины К-300-240 получено значение электрической мощности (внутренней) для рассчитываемого режима – 300,79 МВт.

На основе полученных значений, производится расчет показателей тепловой экономичности энергоблока 300 МВт:

Определяется электрическая мощность на клеммах генератора, с учетом потерь энергии в генераторе:

$$N_{\text{потери}_г} = (1 - 0,987 \cdot 0,99) \cdot N_{\text{э,турб}} \quad (3.76)$$

$$N_{\text{э,турб.}_г} = N_{\text{э,турб}} - N_{\text{потери}_г} \quad (3.77)$$

$$N_{\text{э,турб.}_г} = 300,79 - 6,88 = 293,91 \text{ МВт}$$

Определяется расход теплоты турбоустановкой:

$$Q_{\text{ту}} = D_0 \cdot (h_0 - h_{\text{пв}}) + D_{\text{шт}} \cdot (h''_{\text{шт}} - h'_{\text{шт}}) \quad (3.78)$$

$$Q_{\text{ту}} = 263,89 \cdot (3319 - 1232,39) + 213,55 \cdot (3540 - 2935,70) = 679683,69 \text{ МВт}$$

Определяется расход тепла, полученный от котельного агрегата:

$$Q_{\text{ка}} = \frac{679683,69}{0,986} = 689592,6 \text{ МВт}$$

Рассчитываем удельный расход теплоты на выработку электроэнергии:

$$q_{\text{э}} = \frac{3600 \cdot 679683,69}{293,91 \cdot 1000} = 8325,62$$

Определяем удельный расход пара на турбину:

$$d = \frac{3600 \cdot 263,89}{293,91} = 3232,24$$

Для определения расхода топлива, определяется КПД транспорта тепла:

$$\eta_{\text{тр}} = 0,9992 - 0,01416 \cdot \frac{651324,36}{679683,69} = 0,986$$

Рассчитывается расход теплоты топливом котельным агрегатом:

$$Q_{\text{ка-топл}} = \frac{679683,69}{0,986 \cdot 0,92} = 749557,1$$

Рассчитывается расход условного топлива на котел:

$$B_{\text{т}} = \frac{749557,1}{29308} = 25,58 \text{ кг/с}$$

Рассчитывается удельный расход топлива на выработку электроэнергии:

$$b_{\text{ээ-выр}} = \frac{0,1228 \cdot 679683,69}{0,986 \cdot 0,92 \cdot 293,91} = 313,17 \text{ г.у.т./кВтч}$$

Определяется КПД всего блока по выработке электроэнергии:

$$\eta_{\text{ст}} = \frac{293,91 \cdot 1000}{25,58 \cdot 29308} = 0,392$$

Определяется удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии:

$$b_{\text{ээ-отп}} = \frac{3600 \cdot 25,58}{(1 - 0,035) \cdot 293,91} = 324,62 \text{ г.у.т./кВтч}$$

Аналогичные расчеты проводятся для турбины К-325-23,5. По исходным данным с предыдущего раздела получены результаты расчета мощности каждого из отсеков и турбины в целом, результаты сведены в таблице 3.8.

Таблица 3.8 – Результаты расчета мощности для отсеков К-325-23,5

Номера отсеков	Номера ступеней в отсеке	Расход пара через отсек	Энтальпия на входе в отсек	Энтальпия на выходе из отсека	Температурный перепад в отсеке, кДж/кг	Мощность отсека, кВт
РС	1	289,67	3324,00	3262,40	62	17843,5
1	2-9	288,17	3262,40	3031,95	230	66408,0
2	10-12	268,84	3031,95	2933,03	99	26594,1
3	13-16	235,91	3539,00	3303,16	236	55636,7
4	17-18	234,81	3303,16	3190,01	113	26568,6
5	19-21	215,92	3190,01	3018,91	171	36944,6
6	22-24	212,39	3018,91	2843,27	176	37304,6
7	25-26	200,63	2843,27	2693,63	150	30021,9
8	27-28	95,51	2693,63	2472,55	221	21115,5
9	29	90,00	2472,55	2284,00	189	16970,4
Сумма мощностей отсеков (внутренняя мощность турбины), кВт						335407,9
Мощность турбины (внутренняя), МВт						335,41

Таким образом, для турбины К-300-240 получено значение электрической мощности (внутренней) для рассчитываемого режима – 335,41 МВт.

На основе полученных значений, производится расчет показателей тепловой экономичности энергоблока 325 МВт:

Определяется электрическая мощность на клеммах генератора, с учетом потерь энергии в генераторе:

$$N_{\text{потери}_Г} = (1 - 0,987 \cdot 0,99) \cdot N_{\text{э}_\text{турб}}$$

$$N_{\text{э}_\text{турб}_Г} = N_{\text{э}_\text{турб}} - N_{\text{потери}_Г}$$

$$N_{\text{э}_\text{турб}_Г} = 335,41 - 7,67 = 327,74 \text{ МВт}$$

Определяется расход теплоты турбоустановкой:

$$Q_{\text{ту}} = 291,67 \cdot (3324 - 1240,23) + 235,91 \cdot (3539 - 2933,03) = 750719,73 \text{ МВт}$$

Определяется расход тепла, полученный от котельного агрегата:

$$Q_{\text{ка}} = \frac{750719,73}{0,986} = 761621,4 \text{ МВт}$$

Рассчитывается удельный расход теплоты на выработку электроэнергии:

$$q_{\text{э}} = \frac{3600 \cdot 750719,73}{327,74 \cdot 1000} = 8246,22$$

Определяется удельный расход пара на турбину:

$$d = \frac{3600 \cdot 2691,67}{327,74} = 3203,79$$

Для определения расхода топлива, определяется КПД транспорта тепла:

$$\eta_{\text{тр}} = 0,9992 - 0,01416 \cdot \frac{750719,73}{705601,39} = 0,986$$

Рассчитывается расход теплоты топливом котельным агрегатом:

$$Q_{\text{ка-топл}} = \frac{750719,73}{0,986 \cdot 0,92} = 827677,4$$

Рассчитывается условного расход топлива на котел:

$$B_{\text{T}} = \frac{827677,4}{29308} = 28,24 \text{ кг/с}$$

Рассчитывается удельный расход топлива на выработку электроэнергии:

$$b_{\text{ээ_выр}} = \frac{0,1228 \cdot 750719,73}{0,986 \cdot 0,92 \cdot 327,74} = 310,12 \text{ г.у.т./кВтч}$$

Определяется КПД всего блока по выработке электроэнергии:

$$\eta_{\text{ст}} = \frac{327,74 \cdot 1000}{28,24 \cdot 29308} = 0,396$$

Определяется удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии:

$$b_{\text{ээ_отп}} = \frac{3600 \cdot 28,24}{(1 - 0,035) \cdot 327,74} = 321,46 \text{ г.у.т./кВтч}$$

По итогам расчетов были получены основные показатели работы энергоблоков с турбинами К-300-240 и К-325-23,5 соответственно. По результатам определен прирост вырабатываемой электрической мощности составил минимум 25-30 МВт, а удельные показатели для модернизированной турбины находятся на том же уровне или ниже, что говорит об экономичности замены.

4 Химводоподготовка на Аксуской ГРЭС

Техническое водоснабжение ГРЭС. Использование воды для целей технического водоснабжения (охлаждения) является необходимым условием работы ТЭС. Более того – уровень эффективности системы охлаждения электростанции напрямую влияет на ее КПД, т.е. на то количество топлива, которое необходимо затратить на производство одной единицы электроэнергии [7].

По типу использования систем технического водоснабжения (охлаждения) электростанции могут быть разделены на две группы: электростанции с прямоточными системами технического водоснабжения и электростанции с оборотными системами технического водоснабжения [7].

По общемировой практике, при строительстве электростанции в непосредственной близости от водного объекта (реки, крупные озера, моря, океаны), всегда используются прямоточные системы водоснабжения. В тех же случаях, когда электростанция строится в отдалении от таких объектов, выбирается оборотная система водоснабжения [18].

В частности, к электростанциям с прямоточной системой охлаждения относится и Аксуская ГРЭС. Вода по двум водоподводящим каналам подается на станцию из Иртыша.

Прямоточные электростанции насосами забирают воду из водного объекта, пропускают ее по изолированному от процесса производства контуру металлических трубок и затем, после однократного использования, возвращают обратно в тот же водный объект [21].

При этом вода не контактирует с какими-либо химикатами, реагентами или иным сырьем производственного цикла электростанции, более того – проходит несколько стадий очистки перед использованием и возвращается в водный объект нормативно чистой.

Химводоочистка

Водоподготовка производится в цехе «химводоочистки», организующем контроль за водно-химическим режимом, и состоит из нескольких этапов.

Первый этап – предварительное умягчение воды, благодаря которому снижается концентрация примесей (добавляются реагенты, а также коагулянты, флокулянты). Стоит отметить, что методы обработки, особенности технологического процесса, определение требований качества напрямую зависят от исходного состава вод, типа и параметров электростанции [6, 22].

Второй этап водоподготовки – осветление. Вода проходит через множество фильтров, в том числе песочные и ионные, что позволяет достичь желаемого результата – 10 мкг примесей на один литр. При этом происходит постоянное интенсивное перемешивание воды с реагентами [22].

Опыт многолетнего использования энергоблоков показывает, что важнейшим условием длительной, экономичной и наиболее надёжной

эксплуатации тепловых электростанций является организация водного режима и водоподготовки. Целями и задачами последних являются [22]:

- предотвращение отложений: кальцевидных и окислов железа – на внутренних поверхностях пароперегревательных (или парообразующих) труб, меди, кремниевой кислоты, натрия – в проточной части паровых турбин;

- защита оборудования, основного и вспомогательного, от коррозии при контакте с паром и водой, а также при нахождении в резерве (применение качественного водного теплоносителя минимизирует скорость коррозии материалов котлов, турбин, оборудования конденсатно-питательного тракта).

Экономичность термических методов водообработки в значительной степени зависят от характеристик и параметров оборудования системы водоочистки и водоподготовки.

Очищая большие объемы природной воды, на ГРЭС с прямоточной системой не должны забывать еще об одном аспекте, а именно решении проблемы утилизации образующихся в процессе водоочистки сточных вод. Они содержат шлам, состоящий из карбонатов магния и кальция, гидроксида магния, железа, алюминия, песка, органических веществ, различных солей серной и соляной кислот, при регенерации фильтров перемещающиеся в стоки. Это необходимо для обеспечения защиты от загрязнения источников промышленного и питьевого водоснабжения.

Общая схема водоподготовки

Обычно исходная вода подвергается специальной обработке для улучшения ее качества. Установки, на которых производится такая обработка, называется водоподготовительными, а вода, полученная в результате обработки, – химически обработанной. Вода, поступающая в котельные агрегаты, называется питательной, а находящаяся в них – котловой водой [6, 18].

Конденсатными насосами первой ступени турбинный конденсат подается на блочную обессоливающую установку (БОУ), где происходит его очистка от суспендированных и ионизированных загрязнений. После БОУ конденсатными насосами второй ступени конденсат направляется через подогреватели низкого давления (ПНД) в деаэратор, куда поступает также и конденсат греющего пара подогревателей высокого давления (ПВД) [7].

Так как в деаэратор направляется не только турбинный конденсат, но и другие потоки, то выходящая из деаэратора смесь называется уже питательной (а также деаэрированной) водой. Подогретая паром до 428 К хорошо дегазированная (т. е. освобожденная от растворенных газов O_2 , CO_2 , N_2) питательная вода из деаэратора поступает в бустерные насосы, подающие ее на всас питательных насосов. Последние через ПВД направляют ее в котельный агрегат, где и замыкают описанный здесь контур энергоблока.

В этом замкнутом цикле имеются потери конденсата, значения для которых для энергоблоков с давлением 24 МПа находится в пределах 1-2% паропроизводительности котла. Эти потери восполняются обессоленной

водой, подготовленной на специальной водоподготовительной установке (ВПУ) [18].

У каждой турбины электростанции с прямоточными парогенераторами предусматривается установка для обезжелезивания и глубокого обессоливания 100% конденсата, выходящего из конденсаторов.

Блочная обессоливающая установка предназначена для очистки полного расхода основного конденсата и работает по схеме: обезжелезивание на намывных целлюлозных фильтрах, обессоливание на фильтрах смешанного действия с выносной регенерацией ионитов.

Дистиллят испарителей электростанций с прямоточными парогенераторами обессоливается в конденсатоочистках турбин.

Внутренние поверхности баков деаэрированной воды, запаса и сбора конденсата должны иметь защитные покрытия.

На электростанциях предусматриваются аппаратура, насосы, трубопроводы и т. и. для предпусковых и эксплуатационных водно-химических промывок, а также устройства для предупреждения стояночной коррозии парогенераторов, турбин и прочего оборудования, и трубопроводов.

Система водоснабжения и водоотведения Аксуской ГРЭС

Основным источником системы водоснабжения для технических систем и хозяйственно-бытовых нужд является река Иртыш [6].

Забор воды для нужд станции организован без сооружения плотины прямым водозабором с помощью двух блочных насосных станций (береговые БНС), которые питают БНС№1 энергоблоки №1-4 и БНС№2 – энергоблоки №5-8. В свою очередь каждая БНС состоит из 8 осевых насосов типа ОП-5-110КЭ с номинально производительностью 16920/19200 м³/ч. Этими насосами вода подается на охлаждение оборудования энергоблоков. Для нужд химводоочистки используется три насоса типа БНДВ с единичной номинальной производительностью 250 м³/ч [6].

Для подачи воды на хозяйственно-бытовые нужды организована подача из подводящего канала №1, с помощью насосной станции первого подъема при помощи трех насосов типа 350Д-90Б с номинальной единичной производительностью 900 м³/ч. Эта вода проходит через блок фильтровальных сооружений (БФС). После очистки насосная станция 2-го подъема транспортируется непосредственно потребителям на площадку ГРЭС. Основное направление использования хоз-питьевой воды на станции – это подпитка теплосети, хозяйственно-бытовые нужды самой станции, и нужды производственного характера, а также для обеспечения запаса противопожарной станции. Также часть подготовленной воды поставляется для обеспечения нужд близлежащего поселка Аксу.

Вода, использованная на технологические нужды станции после обработки, отводится по самотечным каналам в магистральные сливные трубопроводы и сбрасывается в специальный отводящий канал длиной около 1 км., сообщающийся с «Старым-Иртышом». Использованная же в хозяйственно-

бытовых нуждах вода сбрасывается в канализационную сеть посредством трех канализационных насосов (КНС).

В процессе модернизации с реконструкцией энергоблока №5 (в частности), вся схема технического водоснабжения и водоотведения сохраняется идентичной. Тепловая схема энергоблока также остается без изменений. Для надежности обеспечения увеличенного расхода питательной воды и соответственно повышенной нагрузки на циркуляционную систему требуется обеспечение надежности работы схемы в новых условиях. Для этого необходима замена подводящих и отводящих паропроводов, напорных водоводов и прочего. В частности для обеспечения работы системы охлаждения оборудования должны быть обеспечены необходимые объемы воды, подводящиеся к энергоблоку с помощью БНС№2, поэтому рациональным решением будет проведение замены отработавшего значительный срок оборудования на идентичное, так как предусмотренной БНС№2 производительности достаточно для обеспечения бесперебойной работы энергоблока на номинальных параметрах. В таблице 4.1 представлены характеристики заменяемого оборудования, согласно проведенной модернизации блока №5 [6, 16].

Таблица 4.1 – Характеристика оборудования БНС№2 [6, 7]

Наименование	Количество	Тип / марка	Характеристика
Насос циркуляционной воды (осевого типа, вертикальный), с двухскоростными электродвигателями	2	ОПВ5-110-КЭ-УЗ	Номинальная производительность – 19200 м ³ /ч, высота подъема Н=1,5 м вод.ст., потребляемая мощность электродвигателя N=1000/500 кВт, скорость вращения n = 5000/375 об/мин, на напряжение 6 кВ.
Водоочистная вращающаяся машина	2	ТЛР-3000-13000	Ширина полотна – 3м., потребляемая мощность – 4 кВт, скорость вращения эл.двигателя 950 об/мин на напряжение 0,4 кВ

Система водоподготовки на Аксуской ГРЭС

Так как схема водоснабжения и водоотведения на ГРЭС построена по прямоточной схеме, с отведением сбросных вод обратно в водоем, то большую роль играет обеспечение эффективности работы химводоочистки как исходной воды для надежной работы оборудования, так и очистки сточных вод перед отведением в сбросной канал для обеспечения экологических требований.

Таблица 4.2 – Параметры качества исходной и сетевой воды на ГРЭС

Компоненты	Ед. изм	Исходная вода		Сетевая вода	
		факт	норма	факт	норма
Температура	°С	20		61	60
Растворенный кислород	мг/дм ³	5,80	-	40	50
Аммиак и ионы аммония	мг/дм ³	0,140	2,0		
Нитраты (в пересчете на N)	мг/дм ³	0,151	45		

Компоненты	Ед. изм	Исходная вода		Сетевая вода	
		факт	норма	факт	норма
Нитриты (в пересчете на N)	мг/дм ³	0,016	3,0		
Нефтепродукты	мг/дм ³	0,140	0,5	0,034	0,5
Фтор	мг/дм ³	0,174	1,2		
Мышьяк	мг/дм ³	-	∠0,005		
Железо	мг/дм	0,050	1,0		
Медь	мг/дм ³	0,03	1,0		
Цинк	мг/дм ³	0,0170	-		
Кальций	мг/дм ³	37,0	-		
Магний	мг/дм ³	4,9	-		
Сульфаты	мг/дм ³	57,3	500		
Хлориды	мг/дм ³	6,90	350		
Показатель рН	-	7,25	6-9	8,4	6-9
Щелочность	мг/дм ³	2,00	-		
Жесткость общая	мг-экв/дм ³	1,90	7,0		
Взвешанные вещества	мг/дм ³	14,6		2,3	5,0
Перманганатная окисляемость	мг/дм ³	2,88	5,0		
Сухой остаток	мг/дм ³	172	1000		

Исходя из общего состава исходной воды видно, что требуемое качество для обессоленной подготовленной воды может быть получено при прохождении нескольких ступеней очистки. В том числе использование очистных установок механического, химического и физико-химического типа.

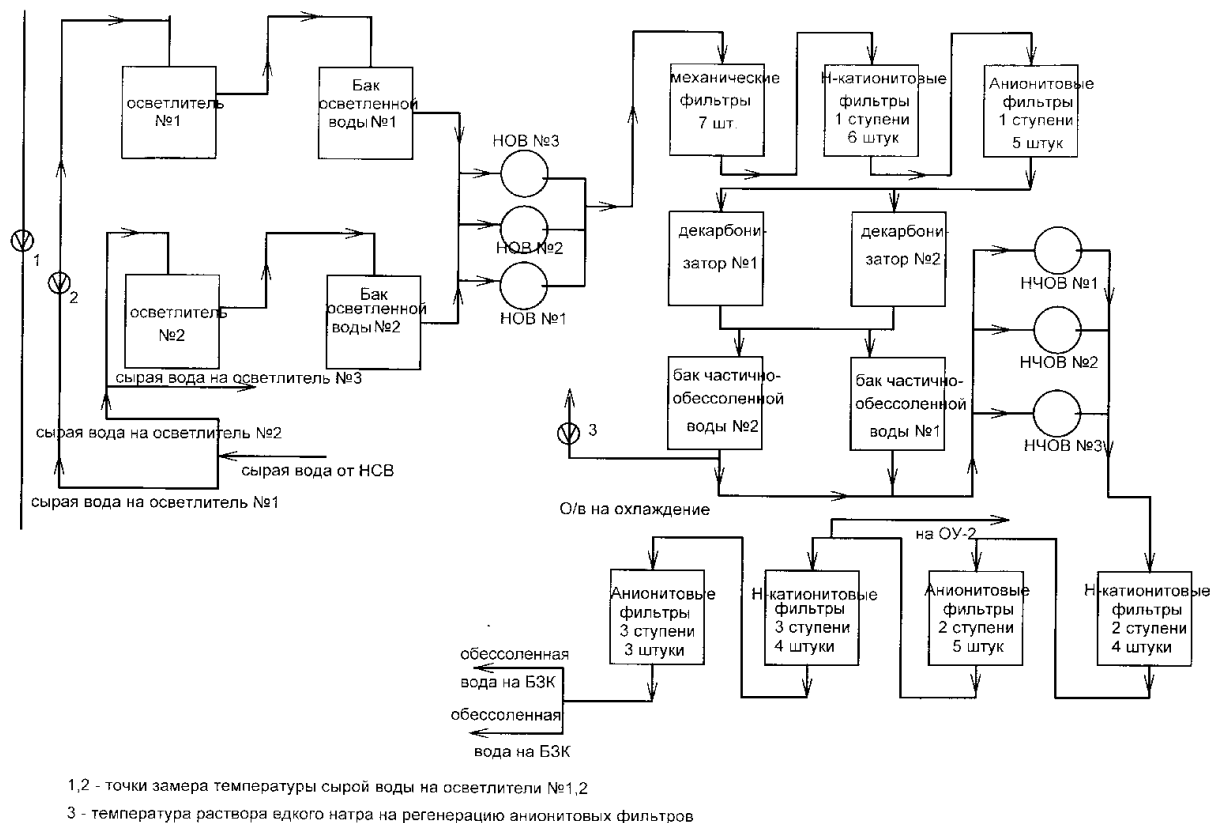


Рисунок 4.1 – Схема ВПУ Акхской ГРЭС

Система водоотведения Аксуской ГРЭС

На станциях, выполненных по типу ГРЭС, таких как АО «ЕЭК» (Аксуская ГРЭС) существует несколько типов сбросных вод. К ним относят все воды системы водоотведения, сбрасываемые с станции в процессе производственной, хозяйственно-бытовой деятельности электростанции. Также эти воды могут быть загрязнены и/или нагреты. Такие сточные воды могут быть сброшены в водоемы, специальные пруды, скважины, подземные хранилища, возвращаться полностью или частично в цикл в качестве оборотной воды, и наконец передаваться другим предприятиям [22].

Сточные воды электростанций следует разделять на несколько типов, в зависимости от их степени очистки: 1. Чистые сточные воды с точки зрения нормативных показателей. К таким водам можно отнести те, в процессе сброса которых не обнаруживается в составе каких-либо загрязнителей и это не приводит к изменению качества воды (взятой в исходном водоеме). 2. Очищенные сточные воды до нормативно допустимых значений качества воды — это сточные воды, отведение которых в явном виде может привести к изменению качества воды в сбросном водоеме или привести к загрязнению водных ресурсов прилегающих территорий, и поэтому сброс таких вод осуществляется только после проведения процедур очистки, после которых нарушений качества воды в сбросном канале не отмечается. Т.е. формирование класса сточных вод «загрязненные сточные воды» должно быть на любой станции ликвидировано процедурами очистки перед сбросом.

Если представить полную классификацию по типам (источникам внутри ГРЭС) сточных вод, тогда можно выделить 9 направлений [23]:

1. Нагретые воды систем охлаждения конденсаторов турбин и вспомогательного оборудования
2. Регенерационные и промывочные воды водоподготовительных установок (ВПУ) и конденсатоочистных мероприятий
3. Воды систем гидрозолоудаления
4. Промывочные и консервационные воды
5. Воды обмывки наружных поверхностей котлов
6. замазученные и замасленные воды
7. Стоки хозяйственно-бытовые
8. поверхностные ливневые и талые воды

Непосредственно для Аксуской ГРЭС большую долю среди перечисленного занимает расход воды в системе циркуляции (охлаждения) конденсаторов турбин и вспомогательного оборудования ввиду большой единичной мощности энергоблока и конденсационного типа турбин. Так для Аксуской ГРЭС с турбинами К-300-240 (ЛМЗ) и предлагаемыми в данном дипломном проекте модернизированными версиями турбин — К-325-23,5 для конденсатора заявленный и удерживаемый в экономическом режиме работы вакуум составляет 2,97 кПа (до 3,7 кПа максимально). Можно просчитать необходимое количество охлаждающей (циркуляционной) воды в конденсаторе

для конденсации отработавшего пара. Для типового конденсатора 300-КЦС-1-ЛМЗ и с учетом модификаций кратность циркуляции будет в пределах 31-36, тогда объем воды составит при максимальном пропуске в конденсатор (1000 т/ч) и максимальной кратности:

$$W_{\text{конд}} = G_{\text{пара}} \cdot n = 1000 \cdot 36 = 36000 \text{ м}^3 \quad (4.1)$$

и соответственно с учетом собственных нужд на охлаждение вспомогательного оборудования и охлаждение масла и газов в масло и газоохладителях общий расход охлаждающей воды составит:

$$W_{\text{охл}} = 1,05 \cdot W_{\text{конд}} \quad (4.2)$$

$$W_{\text{охл}} = 1,05 \times 36000 = 37800 \text{ м}^3$$

На Аксуской ГРЭС разработана и принята схема с «каналом»-охладителем, это позволяет охлаждать воду и сбрасывать в водоем вместе с водой хозяйственно-бытового назначения. Однако можно просчитать тепловое загрязнение с охлаждающей водой, поступающее в канал-охладитель и потенциально являющееся сточными водами, которые могут нарушить экосистему региона (за счет теплового загрязнения). Согласно правилам охраны поверхностных вод, действующих в РК, сбросы воды не должны вызывать повышение собственной температуры водоема более чем на 3 градуса Цельсия (гр.С) в летнее время и 5 гр.С. - в зимнее время. Но согласно требованиям выполнения ПДС предельные значения температуры не должны превышать 28 гр.С летом и 8 гр.С зимой.

Таким образом при приведенных нормативных характеристиках работы конденсатора энергоблока 300 МВт с значениями: максимальный перепад (нагрев охлаждающей воды) — 6грС, и при температуре исходной воды = 12грС., можно определить расчетное количество сбросной теплоты с циркуляционной водой:

$$Q_{\text{сброс.тепл.}} = \left(\frac{1}{3600}\right) \cdot W_{\text{охл}} \cdot c_{\text{вод}} \cdot (t_2 - t_1), \text{ МВт} \quad (4.3)$$

$$Q_{\text{сброс.тепл.}} = \left(\frac{1}{3600}\right) \cdot 37800 \cdot 4,19 \cdot (12 - 6) = 263,97 \text{ МВт}$$

где теплоемкость воды можно принять равной 4,19 кДж/кг*град;

$t_2 = 12 \text{ гр.С.}, t_1 = 6 \text{ гр.С.}, W_{\text{охл}} = 37800 \text{ м}^3,$

$Q_{\text{сбросн тепл}} = 263,97 \text{ МВт}$

При таком значении теплового сброса необходимо учитывать общее количество потребной воды для систем охлаждения конденсаторов турбин всей станции, потому что обеспечение уровня теплового загрязнения,

соответствующего правилам охраны поверхностных вод, необходимо, чтобы дебит водоема был больше требуемого количества охлаждаемой воды. Дебит р.Иртыш для Аксуской ГРЭС в среднем составляет 2169047,0 тыс. м³/год (ориентировочный лимит забора воды для нужд ГРЭС). А суммарное количество необходимой охлаждающей воды по всей станции (с учетом средней необходимости по рассчитанному значению на все 8 дубль-блоков) составит $W_{\text{охл.грэс}} = 302400\text{м}^3$ или порядка 2649 млн. м³ в год (в номинальном максимальном расчетном режиме). Дефакто потребление воды гораздо ниже, с учетом среднего расхода воды на 1 МВтч вырабатываемой электроэнергии на уровне 132,2 м³/МВтч и условно ориентировочно выработкой АО «ЕЭК» на Аксу ГРЭС около 16 млн. кВтч в год суммарное потребление составит порядка 2115,0 млн м³ в год. Отсюда видно, что дебит водоема недостаточно превышает требуемый уровень водозабора и сбросное тепло не будет полностью компенсировано площадью растекания водоема при прямом сбросе (удельная нормируемая величина тепловой нагрузки на водоем не должна превышать 12-17 кДж/м²). При этом можно рассчитать допустимую температуру сбрасываемой нагретой воды. Это можно сделать ориентировочным определением из теплового баланса процесса смешения сбросных вод с водой водоема:

$$t_{\text{предел}} = \left(\frac{a \cdot W_{\text{дебит}}}{W_{\text{охл}}} \right) \cdot t_{\text{нагрев}} + t_{\text{max}} \quad (4.4)$$

$a = 0,8$ - коэффициент смешения;

$W_{\text{дебит}} = 139$ тыс. м³/ч; $W_{\text{охл}} = 302,4$ тыс. м³/ч,

$t_{\text{нагрев}} = 6$ гр.С., $t_{\text{max}} = 28$ (8) гр.С (для летнего и (зимнего) периода),

$$t_{\text{предел}} = 36,2 \text{ (16,2) гр.С.}$$

Данное значение показывает возможность кратковременного сброса такой воды, однако с учетом представленных расчетов выше, необходимость канала-охладителя четко отмечается. В целом же, эти показатели укладываются в нормативные значения (температура на выходе из конденсатора турбин зимой не превышает 20-26 гр.С и летом — 32-40 гр.С).

На станции помимо охлаждающей воды могут выступать в качестве отработанной загрязненной воды также и сливы с масло- и газо-охладителей, с мазутохозяйства, золошлакоудаления, от аварийных сливов, разливов, утечек, от процессов мойки автотранспорта и прочее. Все вышеперечисленное является загрязненной нефтепродуктами водой. Обычно расход на крупных ГРЭС такой сточной воды нормируется на уровне 7 м³/ч. Однако такие сточные воды, загрязненные нефтепродуктами, должны быть дополнительно очищены, и при невозможности полностью удалить из состава нефтепродукты не могут быть сброшены в водоемы. Аналогично не могут быть сброшены воды после хим. промывок, наружных промывок, ВПУ, содержащие в составе опасные и вредные химические вещества.

Поэтому такие сточные воды частично проходят доочистку, либо сливаются в организованную специальную оборотную систему, и после очистки повторно используются.

Существует нормативно прописанные требования к проверке качества сбрасываемой (сточной) воды, для удобства все требуемые для измерения параметры сведены в таблицу 4.3:

Таблица 4.3 - Перечень нормируемых показателей сточных вод ГРЭС

Показатель состава сточных вод	Источник сброса		
	ГЗУ	ВПУ	Оборотная система охлаждения (вкл. Градирни)
Взвешенные вещества	+	+	+
РН	+	+	+
Биологическое потребление кислорода	+	-	-
Солесодержание	+	+	+
Хлориды	+	+/-	+/-
Сульфаты	+	+	+
Нефтепродукты	+	+	+
Кальций	+	-	-
Железо	+	+/-	-
Алюминий	+	+/-	-
Медь	-	-	+

Знак + означает проверку параметра; знак - - означает отсутствие необходимости контроля параметра, +/- - показывает зависимость проверки от применения определенных реагентов.

В целом для очистки сточных вод на ТЭС используют несколько типов (уровней) очистки: механическая очистка, химическая очистка, физико-химическая очистка. В качестве механической очистки выступают решетки, сита, песколовки, отстойники и механические фильтры. Механическая очистка может организовываться постадийно с использованием различных типов очистки. Химическая очистка предполагает проведение процессов нейтрализации, окисления и восстановления по хим. составу сточных вод. Основной результат должен состоять в нейтрализации сточных вод до уровня рН=6,5-8,5. Такой метод очистки предполагает наличие различного рода реагентов. Физико-химические методы совмещают в себе комбинированные варианты, среди них: коагуляция, флотация, адсорбция, ионный обмен, обратный осмос. Наиболее распространенным в последнее время и достаточно действенным признан обратный осмос, который позволяет в подавляющем большинстве случаев организовать оборотную систему водоснабжения, с учетом требований к системе очистки.

5 Экономическая эффективность расширения Аксуской ГРЭС

В дипломном проекте рассматривается модернизация Аксуской ГРЭС вводом дополнительной мощности.

В данном разделе проводится расчет себестоимости отпуска электрической энергии от блоков, а также их сравнение.

5.1 Расчет себестоимости отпуска электрической энергии до расширения

Исходные данные до расширения, следующие:

Мощность блоков $N=300$ МВт

Удельный расход топлива блоком на отпускаемую электрическую энергию, $bэ = 324,62$ г/кВт·ч

5.1.1 Капитальные затраты, млн тенге:

Капитальные затраты необходимы для строительства предприятий.

Капитальные вложения составляют основные производственные фонды.

$$K = N_{уст} * K_{уд} \quad (5.1)$$

где,

$K_{уд}$ – удельные капиталовложения на увеличение мощности, принимается равным 1800\$ за 1 МВт

N – установленная мощность блоков

$$K = 300 * 1800 = 540000 \$$$

При переводе на тенге, учитывая курс доллара:

$$K = 540000 * 384 = 207,36 \text{ млн тенге}$$

5.1.2 Годовые амортизационные отчисления, млн тенге:

Амортизационные отчисления — это денежное возмещение физического и морального износа основных активов, путем включения части их стоимости в затраты на производство электрической энергии. Составляют 4,5% от величины капитальных вложений.

$$I_{AO} = 0,045 \cdot K \quad (5.2)$$

где

0,045 – доля амортизационных отчислений;

K – капитальные вложения;

$$I_{AO} = 0,045 * 207,36 = 9,331 \text{ млн тенге}$$

					ДП-5В071700-2020-ПЗ-ДО			
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Выполнил	Карпиков Ж.М				Экономическая эффективность расширения Аксуской ГРЭС	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Кибарин А.А.							
Рецензент	Ергарин М.М.							
Н.контроль	Олжабаева К.С.							
Зав.кафед.	Кибарин А.А.							
						АУЭС, ИТЭТ, ТЭС-16-3		

5.1.3 Годовые эксплуатационные расходы, млн тенге:

Эксплуатационные затраты до расширения включают в себя следующие составляющие [24]:

$$I_{\text{ЭКСк}} = I_{\text{ТОП}} + I_{\text{Э}} + I_{\text{В}} + I_{\text{ТР}} + I_{\text{ЗП}} + I_{\text{ПП}} + I_{\text{выб}} \quad (5.3)$$

Составляющие, соответственно – затраты на топливо, электричество, на воду, на текущий ремонт, на заработную плату, на прочие расходы и на выбросы.

Проведем определение этих составляющих.

Определение годового отпуска энергии блоков.

Электрическая энергия на собственные нужды составляет 7 % от вырабатываемого электричества. Тогда величина отпускаемой электрической энергии равна:

$$\mathcal{E}_{\text{отп}} = \mathcal{E}_{\text{год}} \left(1 - \frac{7}{100}\right) \quad (5.4)$$

$$\mathcal{E}_{\text{отп}} = 8040 \cdot 300 \cdot \left(1 - \frac{7}{100}\right) = 2243,160 \text{ млн кВтч}$$

Топливная составляющая затрат, млн тенге:

Годовой расход топлива на выработку электрической энергии определяется по формулам:

$$B_{\text{Э}} = \mathcal{E}_{\text{э}} \cdot b_{\text{э}}, \text{ тыс.тут}, \quad (5.5)$$

$$B_{\text{Э}} = 8040 \cdot 300 \cdot 324,62 = 782,98 \text{ тыс.тут}$$

В связи с тем, что затраты на оплату топлива и его транспортировку осуществляются по натуральному топливу, то полученные величины расхода топлива необходимо перевести в натуральное топливо.

Расход натурального топлива будет:

$$B_{\text{Н}} = \frac{B_{\text{Э}}}{0,57} \text{ тыс. тонн} \quad (5.6)$$

$$B_{\text{Н}} = 782,98 / 0,57 = 1353,30 \text{ тыс. тонн}$$

Затраты на транспорт 1 тнт твердого топлива

$$C_{\text{тр}} = R \cdot 1,8 \quad (5.7)$$

$$C_{\text{тр}} = 800 \cdot 1,8 = 1440 \text{ тенге/ тнт}$$

$$I_{\text{мон}} = B_{\text{год}} \cdot (C_{\text{мон}} + C) \quad (5.8)$$

$$I_{\text{топ}} = 1373,65 \cdot (1440 + 2000) = 4655,36 \text{ млн тенге}$$

где

$C_{\text{топ}}$ – цена топлива, тенге/тнт

Годовые затраты на использованную воду, млн тенге:

Так как на Аксуской ГРЭС используется открытая циркуляционная система, то в качестве затрат на водные ресурсы станция осуществляет плату за пользование водными ресурсами в соответствии с налоговым и водным кодексами РК. Основным регулирующим документом считается постановлением Правительства РК [25]. Так, расчетной ставкой для использования поверхностных вод из бассейна реки Иртыш является ставка в 10,79 тиын/м³. При среднегодовом потреблении воды из бассейна реки Иртыш в расчете на один энергоблок порядка 1800 млн.м³, тогда сумма затрат на пользование водными ресурсами составит порядка $I_{\text{вод}} = 200,49$ млн.тенге.

Годовые затраты на заработную плату, млн тенге:

$$I_{\text{ЗП}} = I_{\text{зно}} + I_{\text{знд}} = \text{ЧП} \cdot I_{\text{зн ср}} + I_{\text{знд}} \quad (5.9)$$

$I_{\text{знд}}$ – дополнительная заработная плата (оплата очередных, дополнительных и учебных отпусков, за время выполнения государственных обязанностей и др.);

Величина среднегодовой основной заработной платы $I_{\text{зно}}$ принимается в размере 1,2 млн тенге на одного работающего. Величина $I_{\text{знд}}$ берется в размере 10% от значения $I_{\text{зно}}$. При этом учитывается, что количество персонала должно исчисляться из норм [24] по которым удельная величина равна 0,75 чел /МВт установленной мощности, тогда:

$$I_{\text{ЗП}} = 1,2 \cdot (0,75 \cdot 300) + 1,2 \cdot 0,1 \cdot (0,75 \cdot 300) = 297 \text{ млн тенге}$$

Годовые затраты на текущий ремонт, млн тенге:

Расходы на текущий ремонт, включают в себя стоимость ремонта основных фондов, з/п ремонтного персонала, стоимость расходного материала и услуг сторонних организаций. На текущий ремонт затраты принимают в размере 30% от стоимости амортизационных отчислений

$$I_{\text{ТР}} = 0,25 \cdot I_{\text{АО}} \quad (5.10)$$

$$I_{\text{ТР}} = 0,25 \cdot 9,331 = 2,33 \text{ млн тенге}$$

Годовая плата за выбросы, млн тенге:

Величина платы за выбросы принимается равной 200 тенге за 1 тнт:

$$I_{\text{выб}} = 200 * V_{\text{топ}} \quad (5.11)$$

$$I_{\text{выб}} = 200 * 1353,30 = 270,66 \text{ млн тенге}$$

где

$V_{\text{год}}$ – годовой расход топлива на выработку тепловой энергии, тыс. тнт. (берется из исходных данных);

Годовые затраты на электроэнергию:

Затраты на потребление электроэнергии складываются из номинальных мощностей всего вспомогательного оборудования энергоблока – принимается по отчетным данным на энергоблок мощностью 325 МВт принимаем условно 7%, при годовой выработке в 8040 часов в год составляет :168,8 млн кВтч при стоимости электроэнергии 4,5 тг/кВтч. суммарные затраты на электроэнергию составят $I_{\text{э}} = 759,6$ млн. тг.

Прочие годовые затраты, млн тенге:

Прочие эксплуатационные расходы включают расходы на охрану труда, технику безопасности, пожарную и сторожевую охрану, затраты на заработную плату административно-управленческого персонала, приобретение специальной одежды и др. Составляет 20% от следующих составляющих:

$$I_{\text{пр}} = 0,2 \cdot (I_{\text{АО}} + I_{\text{ТР}} + I_{\text{ЗП}}) \quad (5.12)$$

$$I_{\text{пр}} = 61,73 \text{ млн тенге}$$

Годовые эксплуатационные расходы, млн тенге:

Подставляя найденные составляющие в формулу. находим эксплуатационные расходы:

$$I_{\text{экс}} = 5487,58 \text{ млн тенге}$$

Расчет себестоимости единицы продукции:

$$C_{\text{э}} = \frac{I_{\text{сум}}}{\text{Э}_{\text{отп}}} = \frac{I_{\text{экс}} + I_{\text{ао}}}{\text{Э}_{\text{топ}}} \quad (5.13)$$

где

$I_{\text{сум}}$ – суммарные эксплуатационные издержки, определяется как сумма общих эксплуатационных затрат и амортизационных отчислений

$$C_{\text{Т1}} = 2,45 \text{ тенге/кВтч}$$

5.2 Расчет себестоимости отпуска электрической энергии после расширения

Исходные данные после расширения следующие:

Мощность блоков $N=325$ МВт

Удельный расход топлива блоком на отпускаемую электрическую энергию, $b_э = 321,46$ г/кВт·ч

5.2.1 Капитальные затраты, млн тенге:

Капитальные затраты необходимы для строительства предприятий. Капитальные вложения составляют основные производственные фонды.

$$K = 325 * 1800 = 585000 \$$$

При переводе на тенге, учитывая курс доллара:

$$K = 585000 * 384 = 224,64 \text{ млн тенге}$$

5.2.2 Годовые амортизационные отчисления, млн тенге:

Амортизационные отчисления — это денежное возмещение физического и морального износа основных активов, путем включения части их стоимости в затраты на производство электрической энергии. Составляют 4,5% от величины капитальных вложений.

$$И_{АО} = 0,045 * 224,64 = 10,10 \text{ млн тенге}$$

5.2.3. Годовые эксплуатационные расходы, млн тенге:

Эксплуатационные затраты после расширения включают в себя следующие составляющие:

$$И_{ЭКСк} = И_{ТОП} + И_{Э} + И_{В} + И_{ТР} + И_{ЗП} + И_{ПР} + И_{выб}$$

Составляющие, соответственно — затраты на топливо, покупаемую электроэнергию, на воду, на текущий ремонт, на заработную плату, на прочие расходы и на выбросы.

Проведем определение этих составляющих.

Определение годового отпуска энергии блоков.

Электрическая энергия на собственные нужды составляет 7 % от вырабатываемого электричества. Тогда величина отпускаемой электрической энергии равна:

$$Э_{ОТП} = 8040 * 325 * (1 - \frac{7}{100}) = 2430,09 \text{ млн кВтч}$$

Топливная составляющая затрат, млн тенге:

Годовой расход топлива на выработку электрической энергии определяется по формулам:

$$B_{\text{э}}=8040*325*321,46 = 839,97498 \text{ тыс.тут}$$

В связи с тем, что затраты на оплату топлива и его транспортировку осуществляются по натуральному топливу, то полученные величины расхода топлива необходимо перевести в натуральное топливо.

Расход натурального топлива будет:

$$B_{\text{н}} = 839,97498/0,57 = 1451,80 \text{ тыс.тонн}$$

Затраты на транспорт 1 тнт твердого топлива

$$C_{\text{тр}} = 800 \cdot 1.8 = 1440 \text{ тенге/ т н т}$$

$$I_{\text{топ}} = 1451,80 \cdot (1440 + 2000) = 4994,22 \text{ млн тенге}$$

где

$B_{\text{год}}$ – годовой расход топлива на выработку тепловой энергии, тыс. м³.
(берется из исходных данных)

$C_{\text{топ}}$ – цена топлива, тенге/т нт

Годовые затраты на использованную воду неизменны.

Годовые затраты на заработную плату низменны.

Годовые затраты на текущий ремонт, млн тенге:

Расходы на текущий ремонт, включают в себя стоимость ремонта основных фондов, з/п ремонтного персонала, стоимость расходного материала и услуг сторонних организаций. На текущий ремонт затраты принимают в размере 30% от стоимости амортизационных отчислений

$$I_{\text{тр}} = 0,25 \cdot I_{\text{АО}} \quad (128)$$

$$I_{\text{тр}} = 0,25 \cdot 10,53 = 2,53 \text{ млн тенге}$$

Годовая плата за выбросы, млн тенге:

Величина платы за выбросы принимается равной 200 тенге за 1 тнт:

$$I_{\text{выб}} = 200 \cdot 1451,80 = 290,36 \text{ млн тенге}$$

Прочие годовые затраты не изменились.

Годовые эксплуатационные расходы, млн тенге:

Подставляя найденные составляющие в формулу, находим эксплуатационные расходы

$$I_{\text{экс}} = 5666,53 \text{ млн тенге}$$

Расчет себестоимости единицы продукции:

$$C_{\text{T2}} = \frac{8332.456 + 10.53}{2430.09} = 2,34 \text{ тенге / кВтч}$$

Таким образом, себестоимость выработки электрической энергии после расширения предприятия уменьшилась на 0,1 тенге за кВтч. Это означает, что доход от продажи энергии после реконструкции увеличится, что повлияет на увеличение чистой прибыли. Следовательно, проект выгодный с экономической точки зрения.

При реконструкции увеличится технико-экономическая эффективность блока и станции в целом, при рассмотрении только одного блока можно показать, что снижении удельного расхода условного топлива на отпуск электроэнергии будет получена значительная экономия только лишь за счет экономии на затратах в топливе.

Разница в значениях удельного расхода составляет порядка 3,16 грамм.

Тогда при годовом значении выработки электроэнергии на модернизированном блоке будет истрачено 8257,08 тонн условного топлива

При переводе этого значения в натуральное топливо, количество составит 14271,49 тонн натурального топлива.

При этом из расчета возьмем стоимость 1 тонны натурального топлива, с учетом транспортировки, и тогда общая суммарная экономия средств на приобретении топлива составит $\Delta_k = 49,09$ млн т

С учетом этого можно определить простой срок окупаемости при расчетном значении капитальных вложений: $CO = K/\Delta_k = 216/49,09 = 4,57$ лет.

6 Безопасность жизнедеятельности

В связи с интенсивным развитием промышленности сегодня наиболее актуальной становится тема обеспечения безопасных условий труда. Если говорить об объектах энергетики, то ввиду разнообразия всевозможных механизмов, системы, структур и установок количество вредных, опасных и требующих особенных мер предосторожности объектов – безопасность персонала должна находиться на первом месте, так как в первую очередь жизнь и здоровье граждан не должны подвергаться опасности. Однако работа в энергетическом секторе связана с большим количеством рисков и вредными условиями труда. Именно поэтому существует четкая система обязанностей, строго контролируемых умений и навыков персонала при работе с различными установками и оборудованием. Это в первую очередь сделано для минимизации уровня воздействия производственных факторов на человека.

Производственные факторы по характеру влияния на человека можно разделить на вредные и опасные факторы [26]. Опасный производственный фактор – фактор, воздействие которого может привести к травме или другому резкому внезапному ухудшению здоровья. Вредный производственный фактор – фактор, воздействие которого может привести к снижению работоспособности, заболеванию или профессиональному заболеванию.

Опасные и вредные производственные факторы классифицируются на физические, химические, биологические и психофизиологические [27]. Один и тот же опасный и вредный производственный фактор по природе своего действия может относиться одновременно к различным выше перечисленным группам. Кроме того, характер влияния фактора на человека зависит от количественной оценки данного фактора (например, концентрация вредного вещества или уровень шума). Поэтому практически каждый фактор может быть вредным или опасным.

6.1 Анализ потенциально опасных и вредных факторов на электростанции, воздействующих на работников

Обеспечение безопасности работников на ГРЭС является актуальным вопросом. Аксуская ГРЭС как современная энергогенерирующая компания придерживается современных требований безопасности персонала, прописанных международным стандартом OHSAS-18001 [28]. Выполнение этого стандарта демонстрирует обеспечение надежности и безопасности персонала и эксплуатируемого оборудования. В целом необходимо отметить, что для ГРЭС основными установками являются энергоблоки, в том числе паровые турбины и котельные агрегаты большой мощности, которые работают

под большим давлением и с высокой температурой. Точно также вспомогательное оборудование, обеспечивающее работу мощных энергоблоков (насосы, дымососы, мельницы, вентиляторы и т.д.) имеют значительные единичные электрические мощности и работают на высоком напряжении в 6 кВ. Как правило, компоновками станций [8] предусмотрено разделение основного оборудования по цехам, с разделением помещений. В любом случае все установки, испытывающие механические нагрузки, требуют строгого соблюдения техники безопасности при работе и их эксплуатации.

На Аксуской ГРЭС можно выделить следующие опасные и вредные факторы воздействия на человека:

- Воздействие вредных веществ (ВВ), действующих на дыхательные пути: кислота, щелочь, ивиоль;
- Вибрация;
- Шум;
- Воздействие электрического поля токов промышленной частоты;
- Воздействие электрического тока;
- Воздействие радиации (химцех);
- Воздействие высоких температур.

Рассмотрим в качестве примера турбинный цех. Основным оборудованием является паровая турбина и вспомогательное оборудование, находящееся в непосредственной связи с ней. Так из вышеперечисленных опасных факторов можно выделить все, кроме воздействий, связанных со спецификой работы хим.цеха. Наиболее существенными опасностями являются электрические, вызывающие риск электротравматизма и термические - при разрыве паропровода высокого давления.

Однако, если провести анализ условий работы оборудования и самого его наличия в турбинном цехе, необходимо выделить следующие важные моменты: паровая турбина работает при высоком давлении до 24 МПа, а острый пар, движущийся по подводящим и перепускным паропроводам имеет высокую скорость и температуру до 540°C. Сама паровая турбина, как мощный механизм при вращении создает достаточно сильный шум. Подключенный генератор обеспечивает генерацию огромного количества электроэнергии в единицу времени, передающуюся к трансформаторам через кабельные линии. В то же время генератор должен полноценно охлаждаться, где наиболее эффективным способом является водородное охлаждение, что само по себе является достаточно пожароопасным при аварийных ситуациях. Высокие температуры нужно отметить и в системе регенерации паровой турбины, расположенные как правило на нижних ярусах под турбиной, подогреватели высокого и низкого давления с соединительными паропроводами также должны быть объектами повышенного внимания. А если учесть тот факт, что для мощных турбин типа К-300-240 обслуживающие ярусы находятся на достаточной глубине, то немаловажную роль играет обеспечение должного уровня освещения, чтобы избежать в первую очередь возникновения механических травм, а также

термических от соприкосновения с нагретыми поверхностями оборудования. Расположенные крупные блоки питательных насосов, работающие от приводной паровой турбины, создают дополнительную опасность, в первую очередь за счет наличия подводящих паропроводов для приводной турбины, а также за счет большой мощности приводных механизмов.

При укрупненном анализе производственных факторов турбинном цехе можно отметить, что сама паровая турбина в целях экономической эффективности имеет достаточно мощную тепловую изоляцию, а также помещена в специальных кожух – внешний каркас, который обеспечивает дополнительную тепловую изоляцию, ограждает от непосредственного контакта с деталями турбины, снижает шумовое воздействие. Расположенные на ярусах ниже ПВД, ПНД, питательные насосы и турбопривод также имеют защитные кожуха с изоляционными материалами, по регламенту располагаются на установленном удалении друг от друга и от элементов соседнего оборудования. Этот факт очевиден еще и ввиду необходимости обеспечения возможности эксплуатации оборудования, поэтому должны быть подступы к каждому элементу, достаточное пространство для удобства маневрирования и взаимодействия как с оборудованием, так и с инструментом. Нужно отметить, что и система охлаждения масла турбины, и водородная система охлаждения генератора имеют достаточное количество степеней защиты. Паровая турбина обеспечена системой автоматического управления и резервным механизмом управления турбиной (ручным). Но, турбина К-300-240 имеет 9 отборов, большое количество подводящих и отводящих паропроводов, которые классифицируются как сосуды, находящиеся под давлением и составляют большую часть в общей сумме оборудования турбинного цеха, поэтому их можно отнести к одним из наиболее опасных элементов в эксплуатации за счет повсеместного расположения и нахождения под высоким давлением и температурой. Их надежная и безопасная эксплуатация регламентирована специальными правилами, утвержденными в РК [29].

При аварии на паропроводе находящиеся вблизи работники могут получить тяжелые ожоги и травмы. Для локализации такой аварии необходимо срочное отключение участков паропровода, ограждение аварийного участка, вывешивание предупреждающих и запрещающих плакатов. Масштабность воздействия этой опасности зависит от места аварии, времени суток (в вечернее и ночное время в машинном зале может находиться только вахтенный персонал, а в дневное - ремонтный персонал основных цехов и вахта), параметров пара. Вся структура паропроводов сконструирована на определенные параметры давления, имеет систему предохранительных клапанов для сброса избыточного давления. Вся система управления и защиты имеет ряд контрольно-измерительных точек, оборудована автоматикой, должна иметь световую и звуковую сигнализацию. Паропроводы перед пуском в работу и в процессе эксплуатации должны подвергаться техническому освидетельствованию.

В то же время в турбинном цехе находится большое количество электропотребляющего оборудования (в первую очередь все металлические

нетоковедущие части оборудования, которые могут оказаться под напряжением в следствие замыкания на корпус), поэтому все корпуса такого оборудования должны быть заземлены. Согласно правилам устройства электроустановок [30] турбинный цех относится к объектам повышенной опасности с рабочим напряжением от 0,4 до 6 кВ. Согласно правил безопасности не допускается наличие в открытом доступе, с открытой поверхностью токоведущих частей, элементов электропотребляющего оборудования и т.д. Должны соблюдаться правила эксплуатации и проведения ремонтных работ. Выделенный класс опасности для турбинного цеха также определяется повышенной температурой воздуха в помещении – порядка +35°С, а также возможность одновременного прикосновения рабочего персонала к металлическим заземленным конструкциям и корпусам электропотребляющего оборудования [31].

Помимо обозначенных выше существуют также и не менее важные производственные факторы, обозначенные шумовым, электромагнитным, вибрационным, механическим воздействием.

В первую очередь необходимо отметить, что в любом случае в турбинном цехе, как и на всей территории станции имеются участки, где находятся незащищенные по той или иной причине подвижные части и механизмы. Такие участки должны быть огорожены сеткой, либо другим ограничивающим прочным материалом [32]. Также такие участки могут быть созданы при проведении ремонтных работ, либо при работе грузоподъемных механизмов, в таком случае они должны быть огорожены лентами, ограждающими конструкциями, специальными предупреждающими вывесками.

Еще одним фактором является вибрация. К источникам можно отнести турбины, турбоприводы питательных насосов, сами насосы, трубопроводы. Продолжительное воздействие вибрации на человека может повлиять на нормальное функционирование организма. Для снижения вибрации применяется виброизоляция путем введения упругих связей между машиной и основанием. Виброизоляторы выполняются в виде стальных пружин, прокладок из резины [33].

Однозначно турбинный цех можно отнести к объектам повышенной пожаровзрывоопасности. Находящиеся в цехе большое количество работающих под давлением систем, с высокой температурой, системы водородного охлаждения и системы маслоснабжения, маслоохлаждения турбин – все элементы должны быть обеспечены надежной системы аварийного пожаротушения. Так, турбинный цех оснащен всеми необходимыми средствами пожаротушения, противопожарной сигнализацией, комплексом технических мероприятий, предотвращающих развитие пожара [34]. Установлены водяные пушки, позволяющие вести тушение пожара в любом месте цеха. Рабочие места оборудованы пожарными щитами, углекислотными огнетушителями. Система противопожарного водоснабжения работает автономно, имеет автоматический ввод резерва.

Основные принципы политики на ЭС в области охраны труда – приоритет жизни и здоровья работников на протяжении их производственной деятельности, обеспечение гарантий права работников на охрану труда.

Для повышения уровня подготовки персонала по вопросам охраны труда на станции проводят мероприятия, включающие изучение правил техники безопасности, законодательства охраны здоровья граждан и внедрение опыта по охране труда на других предприятиях.

Для профилактики травматизма и профессиональной заболеваемости на ТЭЦ проводится работа по организации и контролю за соблюдением правил и норм охраны труда, промышленной санитарии, а также за проведением санитарно-оздоровительных мероприятий. На станции организованы обязательные предварительные и периодические медицинские осмотры. Для предотвращения возникновения профессиональных заболеваний своевременно проводятся профилактические и реабилитационные мероприятия.

6.2 Анализ и расчет шума на электростанции

6.2.1 Шумовые характеристики

В настоящее время общество все большее внимание уделяет снижению неблагоприятных воздействий от работы промышленности на человека. Одним из таких воздействий является шум от объектов энергетики. Уменьшение шумового воздействия рассматривается как важнейшее в комплексе экологических проблем.

Негативное воздействие от шума, в том числе энергетических объектов, имеет медицинский, социальный, экономический аспекты, которые следует рассматривать во взаимосвязи друг с другом [35].

Медицинский аспект связан с тем, что повышенный шум оборудования влияет на нервную и сердечно-сосудистую системы, репродуктивную функцию человека, вызывает раздражение, нарушение сна, утомление, агрессивность, способствует психическим заболеваниям. Профессиональные заболевания, связанные с шумовым воздействием, занимают первое место среди других заболеваний работников электростанции.

Социальный аспект связан с тем, что под шумовым воздействием объектов энергетики, находятся очень большие группы населения, особенно в крупных городах. По некоторым данным свыше 60% населения крупных городов проживает в условиях чрезмерного шума. Шум от объектов энергетики может являться источником превышения санитарным норм в радиусе нескольких километров.

Экономический аспект обусловлен тем, что шум влияет на производительность труда, а ликвидация последствий болезней от шума – значительных социальных выплат. Увеличение уровня шума на 1-2 дБА приводит к снижению производительности труда на 1% (при уровнях звука

больше 80 дБА). Доказано, что шум уменьшает зрительную реакцию, что вместе с утомляемостью резко увеличивает вероятность ошибок при работе операторов. Это особенно не допустимо, например, для энергетического производства, где важную роль играет надежность.

От энергетических объектов излучается, как правило, шум от целой группы источников. При анализе источников шума учитывают следующие факторы [35]:

- размещение источников (внутри помещений или на открытом воздухе);
- уровень излучаемой звуковой мощности;
- характер шума (тональный или широкополосный);
- временная характеристика излучаемого шума (временный, постоянный или прерывистый);
- характер направленности шума от источника;
- место расположение над уровнем земли для источников, находящихся на открытом воздухе.

Наиболее интенсивными источниками шума являются турбины, особенно газовые, редуционно-охладительные установки, углеразмольное оборудование, котлы, компрессоры, различного вида насосы, деаэрационные установки, паропроводы, синхронные компенсаторы, приточно-вытяжная вентиляция.

Однозначно для турбинного цеха (машинного зала) основными источниками шума будут паровые турбины и генераторы.

Шум, проникающий из помещений от этого оборудования, может оказывать влияние на окружающую среду.

6.2.2 Акустический расчет шума внутри помещения машинного зала

В данном разделе будет представлен акустический расчет шума в помещении машинного зала Аксуской ГРЭС по методике [36] с определением источников шума, октавных уровней звукового давления в точке расчета и определены значения ожидаемого звукового давления на первой полосе (63 Гц).

В турбинном цехе (машинном зале) Аксуской ГРЭС расположено 8 энергоблоков. Компоновка главного корпуса станции выполнена с поперечным расположением турбоагрегатов. Поэтому предварительно можно оценить объем помещения машинного зала.

Сами турбины К-300-240 (К-325-23,5) имеют длину порядка 23м., а ширина помещения турбинного цеха составляет 54 метра. Высота от нулевой отметки составляет 32,7 метра. Расчетный объем помещения, исходя из размеров машинного зала по поперечному и продольному разрезу станции составляет:

$$V_{\text{пом}} = L \cdot s \cdot H, \text{ м}^3 \quad (6.1)$$
$$V_{\text{пом}} = 432 \times 54 \times 32,7 = 762826 \text{ м}^3;$$

Принимаем, что расчетная точка расположена на высоте в 1,5м от пола и источники шума находятся на расстоянии r от этой точки.

Октавные уровни звукового давления в расчетной точке могут быть найдены по формуле [36]:

$$L_{\text{сумм}} = 10 \cdot \lg \cdot \left(\sum_{i=1}^m \frac{\Delta_i \chi_i \Phi_i}{s_i} + \frac{4 \cdot \psi}{B} \sum_{i=1}^n \Delta_i \right), \text{ м}^3 \quad (6.2)$$

$$\Delta_i = 10^{0.1 L_{pi}},$$

L_{pi} – октавный уровень звуковой мощности дБ, создаваемый i -тым источником шума (определяется из справочных таблиц);

m – количество источников шума, ближайших к расчетной (то есть для которых выполняется условие $r_i \leq 5 \cdot r_{\text{min}}$, где r_{min} – расстояние от расчетной точки до акустического центра источника);

n – общее количество источников шума в помещении;

χ – коэффициент, учитывающий влияние ближайшего акустического поля и принимаемый в зависимости от отношения r к l_{max} – максимальный габарит источника шума (определяется по графику);

Φ – фактор направленности источника шума, безразмерная величина, определяется по опытным данным, для источников шума с равномерным излучением звука следует принимать равной 1;

S – площадь воображаемой поверхности, правильной геометрической формы, окружающей источник и проходящей через расчетную точку, при расположении ИШ на поверхности стен и перекрытия $S=2\pi r^2$;

ψ – коэффициент, учитывающий геометрические параметры ИШ, берется в зависимости от $V/S_{\text{огр}}$;

V – постоянная помещения, находится по следующей формуле [36]:

$$V = V_{1000} \cdot \mu \quad (6.3)$$

где V_{1000} – постоянная помещения на среднегеометрической частоте 1000 Гц, определяется в зависимости от объема и типа помещения;

μ – частотный множитель (определяется по справочным таблицам [36]);

Расчет произведем на первой октавной полосе в расчетной точке при частоте 63 Гц. Для этой частоты согласно справочной таблицы уровни шума для паровой турбины и генератора принимаются следующие: $L_{p_{\text{турб}}} = 105\text{дБ}$, $L_{p_{\text{ген}}} = 107\text{дБ}$.

Определяется минимальное расстояние от расчетной точки до ближайшего источника шума. Если принять, что точка находится в центре зала с торца расположения ЦВД, тогда ближайшая точка составит $r_{\text{min}} = 8\text{м}$. Тогда пятикратное значение $5r$ будет составлять 40м. С учетом этого, под условие $r_i \leq 5 \cdot r_{\text{min}}$ попадает 2 источника – непосредственно два ближайших блока паровых турбин К-300-240, т.е. $m = 2$. При этом вторая точка будет находиться на

удалении $r_2 = 13,5\text{м}$. Общее количество источников шума как было определено ранее составляет 16 единиц (включая турбины и генераторы).

Для паровых турбин принимаем, что максимальный габарит источника шума будет равен длине самой турбины, т.е. $l_{\text{max}} = 23\text{м}$.

Тогда определяются коэффициенты, учитывающие влияние ближайшего акустического поля, для данного случая 2 коэффициента:

$$r_1 / l_{\text{max}} = 8 / 23 = 0,35;$$

$$r_2 / l_{\text{max}} = 13,5 / 23 = 0,58;$$

Исходя из этого по графику 3 определяется значение χ_1 и χ_2 .

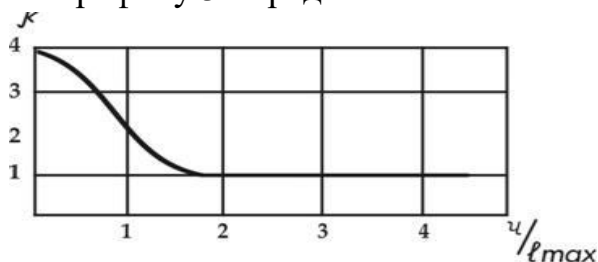


Рисунок 6.1 - График для определения коэффициента χ в зависимости от отношения r к максимальному линейному размеру источника шума l_{max}

Из графика определяем, что значения равны $\chi_1 = 3,7$, $\chi_2 = 3,2$.

Далее для определения значения постоянной помещения, используется частотный множитель, который определяется по таблице 6.1 [36]:

Таблица 6.1 – Значения частотного множителя

Объем помещения, м^3	Частотный множитель μ на среднегеометрических частотах октавных полос, Гц							
	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
$V < 200$	0,8	0,75	0,70	0,80	1	1,4	1,8	2,5
$V = 200 \dots 1000$	0,65	0,62	0,64	0,75	1	1,5	2,4	4,2
$V > 1000$	0,5	0,5	0,55	0,7	1	1,6	3	6

Таким образом, определяем, что $\mu = 0,5$, тогда:

$$V = V_{1000} \times \mu = V_{\text{пом}} / 20 \times \mu = 762826 / 20 \times 0,5 = 19070,65 \text{ м}^2.$$

Для определения влияния геометрических показателей определяем соотношение, в котором определяем в качестве ограничивающей поверхности помещение турбинного цеха:

$V/S_{\text{огр}} = 19070,65 / 762826 = 0,025$. Тогда коэффициент ψ принимается равным 1 согласно графику 6.2 [35].

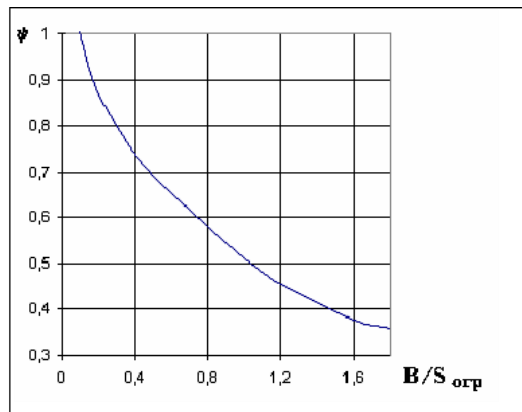


График 6.2 – Определение коэффициента, учитывающего геометрические параметры источника шума (ИШ) в зависимости от $V/S_{огр}$

Далее определяются суммарные уровни шума. Для этого необходимо воспользоваться справочной таблицей добавок к значениям L_p [35].

Таблица 6.2 - Значения добавок ΔL в зависимости от разностей уровней шума двух источников

Величина разности уровней шума, дБ	Добавка к более высокому из складываемых уровней, дБ	Величина разности уровней шума, дБ	Добавка к более высокому из складываемых уровней, дБ
0	3		
1	2,5	7,0	0,8
2,0	2,0	8,0	0,6
3,0	1,8	9,0	0,5
3,5	1,6	10,0	0,4
4,0	1,5	11,0	0,38
5,0	1,2	12,0	0,35
5,5	1,1	15,0	0,2
6,0	1,0	20,0 и более	0

Исходя из данных таблицы 6.2 получаем, что величина разности уровней шума между двумя источникам составляет 2дБ (турбина и генератор), поэтому добавка $\Delta L = 2$ дБ.

Тогда суммарный уровень составит $L_{p_i} + \Delta L$, где добавку необходимо учитывать в сумме с наибольшим уровнем шума, т.е. L_{p_1} :

$$L_{p_{сумм}} = 105 + 2 = 107 \text{ дБ.}$$

Рассчитываются площадь воображаемой поверхности, правильной геометрической формы, окружающей источник и проходящей через расчетную точку, при расположении ИШ на поверхности стен и перекрытия $S=2\pi r^2$ для двух принятых ИШ:

$$S_1 = 2\pi r_1^2 = 401,92 \text{ м}^2;$$

$$S_2 = 2\pi r_2^2 = 1144,53 \text{ м}^2;$$

С учетом всех полученных данных возможно рассчитать ожидаемый уровень звукового давления (для 63 Гц):

$$L_{\text{ожд}} = 10 \cdot \lg \left(\frac{10^{10.7 \cdot 3.7 \cdot 1}}{401.92} + \frac{10^{10.7 \cdot 3.2 \cdot 1}}{1144.53} + \frac{4 \cdot 1}{19070.65} \cdot 16 \cdot 10^{10.7} \right) = 88,86 \text{ дБ.}$$

Согласно значениям допустимых уровней шума на рабочем месте для октавных полос частот со среднегеометрической частотой 63 Гц [36] $L_{\text{допус}} = 99$ дБ.

Тогда требуемое снижение уровня звукового давления в расчетной точке будет определяться по формуле:

$$\Delta L_{\text{треб}} = L_{\text{ожд}} - L_{\text{допус}} \quad (6.4)$$

$$\Delta L_{\text{треб}} = 88,86 - 99 = -10,14 \text{ дБ.}$$

Т.е. для рассчитываемой частоты 63 Гц уровень шума не превышает допустимое значение, указанное в ГОСТ12.1.003-83 [37] и мероприятий по снижению превышающего норму шума не требуется.

Также, используя предложенную методику можно определить значения уровней звукового давления и требуемое их снижения для расчетной точки по нескольким среднегеометрических частотах октавных полос. Полученные результаты сведены в таблицу 6.3.

Таблица 6.3 – Результаты расчетов уровней звукового давления для нескольких среднегеометрических частот октавных полос.

Расчетные значения	Среднегеометрические частоты октавных полос, Гц							
	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
Уровень шума от турбины, дБ	103	105	94	95	93	90	88	85
Уровень шума от генератора, дБ	105	105	98	97	98	92	90	92
Разница уровней шума, дБ	2	0	4	2	5	2	2	7
Прибавочное значение, дБ	2	3	1,5	2	1,2	2	2	0,8
Суммарное значение звукового давления, дБ	107	108	99,5	99	99,2	94	92	92,8
Ожидаемый уровень звукового давления, дБ	82,26	83,26	74,76	74,26	74,46	69,26	67,26	68,06
Требуемое снижение уровня звукового давления в расчетной точке, дБ	-16,7	-15,7	-24,2	-24,7	-24,5	-29,7	-31,7	-30,9

Таким образом видно, что при расчетах для заданной точки уровень звукового давления находится в допустимых пределах.

6.2.3 Расчет зануления электрооборудования

Зануление применяется в трехфазных четырехпроводных электрических сетях напряжением до 1000 В с глухозаземленной нейтралью, а также в однофазных двухпроводных сетях с глухозаземленной нейтралью [38].

Зануление обязательно в помещениях с повышенной опасностью и особо опасных, а также в неопасных помещениях при напряжении выше 42 В переменного и выше 110 В постоянного тока. Однозначно для турбинного цеха, как и для всех помещений станции есть необходимость проведения мероприятий (на этапе проектирования и строительства станции, а также после ремонтов, реконструкций, модернизаций и т.д.) по занулению.

Занулению подлежат металлические нетоковедущие части электроприемников, в том числе металлические корпуса электроприборов, контрольных и наладочных стендов, трансформаторов, пусковых и регулировочных реостатов, переносных электроприемников и т.п. В данной главе будет рассмотрен вопрос по занулению трансформаторов, как одного из наиболее распространенных на производстве объектов, к которому периодически осуществляется допуск для проведения работ, контроля состояния и осмотра и так далее.

Основное назначение зануления - обеспечить срабатывание максимально-токовой защиты при замыкании на корпус (защитного автоматического отключения питания).

При замыкании фазы на зануленный корпус ток короткого замыкания $J_{кз}$ проходит через следующие участки цепи: нулевой провод J_n , обладающий сопротивлением R_0 , обмотку трансформатора, фазный провод и дает сигнал на автоматический выключатель АВ, который отключает электрооборудование. От начала замыкания фазы А на корпус до срабатывания АВ электрический ток J_z стекает в землю через повторное сопротивление R_n нулевого провода в течение 5 – 7 секунд [39].

Первоначально необходимо определить сопротивление обмоток трансформаторов, так как все трансформаторы на станции являются типовыми и выполняются на проектные значения, принимается сопротивление обмоток трансформатора из методических указаний [39].

$$Z_{тр} = 0,13 \text{ Ом}$$

Определяется активное сопротивление фазного провода в Ом по формуле:

$$R_{\text{фазн}} = \frac{\rho \cdot l}{S} \quad (6.5)$$

где ρ – удельное сопротивление металла, из которого выполнен фазный провод, (так как материал провода изготовлен из меди, принимаем $\rho = 0,018 \text{ Ом} \times \text{мм}^2/\text{м}$ [40.]

l – длина фазного провода, (принимается длина из типового решения $l = 200 \text{ м}$ [41];

S – сечение фазного провода, (для трансформаторов принимается равным 25 мм^2)

$$R_{\text{фазн}} = 0,018 \times 200 / 25 = 0,14 \text{ Ом.}$$

Внутреннее индуктивное сопротивление фазного провода принимается равным нулю.

Расчет выполняется для предохранителей или автоматических выключателей, для которых номинальный ток может достигать значений в 100 А, а коэффициент кратности номинального тока $k=3$.

Рассчитывается значение ожидаемого тока короткого замыкания по номинальному значению:

$$J_{\text{н}} = k \cdot I_{\text{ном}} \quad (6.6)$$

$$J_{\text{н}} = 3 \cdot 100 = 300 \text{ А}$$

Тогда плотность ожидаемого тока, отнесенная к номинальной площади сечения нулевого проводника составит:

$$i_{\text{н}} = 3 \cdot \frac{100}{200} = 1.5 \text{ А/мм}^2$$

По справочным данным определяются внутренне индуктивное и активное сопротивление для нулевого проводника в расчете до 1 км:

$$X_1 = 0,88 \text{ Ом/км;}$$

$$R_1 = 1,48 \text{ Ом/км.}$$

Тогда с учетом фактической длины рассчитываемого провода получим значения внутреннего индуктивного и активного сопротивления:

$$X = X_1 \times l = 0,88 \times 200 / 1000 = 0,17 \text{ Ом;}$$

$$R = R_1 \times l = 1,48 \times 200 / 1000 = 0,3 \text{ Ом.}$$

Рассчитывается внешнее индуктивное сопротивление проводников в цепи «фаза – ноль» по формуле:

$$X_{\text{пр}} = 0,125 \cdot l_{\text{пр}} \cdot \ln\left(2 \cdot \frac{D}{d}\right) \quad (6.7)$$

где D – расстояние между нулевыми и фазовыми проводами, (принимается равным 0,2 м);

d – диаметр проводника (по известному соотношению $S = \pi \times D^2/4$, диаметр проводника при сечении жилы 25 мм^2 будет составлять $5,64 \text{ мм}$, или $0,00564 \text{ м}$).

Тогда:

$$X_{\text{пр}} = 0,125 \times 0,2 \times \ln(2 \times (0,2/0,00564)) = 0,107 \text{ Ом.}$$

По полученным данным определяется сопротивление проводников в цепи «фаза-ноль» по формуле [40]:

$$Z_{\text{пр}} = \sqrt{(R_{\text{фазн}} + R)^2 + (X_{\text{фаз}} + X + X_{\text{пр}})^2} \quad (6.8)$$

$$Z_{\text{пр}} = \sqrt{(0,14 + 0,3)^2 + (0,17 + 0,107)^2} = 0,51 \text{ Ом.}$$

Тогда определим ток, протекающий через нулевой проводник (защитный) для фазного напряжения сети в 220В :

$$J_{\text{расч}} = \frac{U}{\left(\frac{Z_{\text{тр}}}{3} + Z_{\text{пр}}\right)} \quad (6.9)$$

$$J_{\text{расч}} = \frac{220}{\left(\frac{0,13}{3} + 0,51\right)} = 397 \text{ А.}$$

Для срабатывания системы защиты при пробое фазы на корпус должно выполняться условие превышения значения протекающего тока над током короткого замыкания по номинальному значению [39]:

$$J_{\text{расч}} \geq J_{\text{н}} \quad (6.10)$$

Таким образом 397А в расчете $> 300\text{А}$ и поэтому отключение электродвигателя при пробое фазы на корпус будет выполнено.

Заключение

На существующих ТЭС Казахстана, и в частности, на Аксуской ГРЭС вырабатывается значительное количество электрической энергии для производств региона. Аксу ГРЭС вырабатывает порядка 17% всей электроэнергии в стране. Вопросы надежности и эффективности работы станции с ростом нагрузки станции принимают критические значения важности. Поэтому станция с начала 21 века ведет активную работу по модернизации и реконструкции основного оборудования, восполняя парковые ресурсы и обновляя, совершенствуя, состав оборудования. Так, произведенные уже работы по реконструкции позволили получить дополнительную электрическую мощность, а предложенные в данной работе расчеты подтвердили прирост мощности с заменой оставшихся турбин двух энергоблоков.

Значительные работы по модернизации паровых турбин ЛМЗ позволили на сегодня получить достаточно экономичные, высокоэффективные и технически выгодные варианты реконструкции и совершенствования существующих турбин. Это позволяет достичь ряд важных показателей:

При модернизации турбин в качестве исходных были приняты следующие основные принципы:

- можно произвести реконструкцию в пределах существующих габаритов машинного зала;
- сохранить при этом ячейку паровой турбины, с фундаментом;
- провести минимальные изменения в составе вспомогательного оборудования;
- улучшение технико-экономических показателей работы турбины;
- снижение затрат на эксплуатацию оборудования;
- увеличение межремонтного периода работы турбины;
- приведение пропускной способности турбины к фактической паровой производительности парогенерирующей установки.

Возможность всех показанных преимуществ может быть подтверждена приведенными в работе расчетами паровой турбины. В расчете были проведены два сравнительных тепловых расчета турбин К-300-240 и пришедшей к ней на замену ее же модернизации К-325-23,5. При сохранении всех прочих параметров и оборудования был рассмотрен процесс расширения в турбине,

эффективности каждого из отсеков проточной части турбины и рассчитаны полученные мощности по каждому из отсеков. Показано различия в эффективности работы до и после реконструкции. Отмечается повышенный

Изм.	Директор	Исполнитель	Дата	Заключение	Лит. Лист Листов
Выполнил	Карпиков Ж.М.				
Руковод.	Кибарин А.А.				
Рецензент	Ергарин М.М.				
Н.контроль	Олжабаева К.С.				
Зав.кафед.	Кибарин А.А.				
<i>АУЭС, ИТЭТ, ТЭС-16-3</i>					

КПД отсеков, возможность подачи на голову турбины увеличенного расхода пара, переход на номинальные параметры котельного агрегата. Показано, что в

новой модернизированной турбине номинальный расход может достигать до 1050 т/ч с выработкой 325 МВт электрической энергии. При этом затраты на выработку снижаются.

Этот эффект показан в экономической части расчетов, где проведено сравнение технико-экономических показателей двух вариантов энергоблоков.

Таким образом, себестоимость выработки электрической энергии после расширения предприятия уменьшилась на 0,02 тенге за кВтч. Это означает, что доход от продажи энергии после реконструкции увеличится, что повлияет на увеличение чистой прибыли. Следовательно, проект выгодный с экономической точки зрения.

При реконструкции увеличится технико-экономическая эффективность блока и станции в целом, при рассмотрении только одного блока можно показать, что снижении удельного расхода условного топлива на отпуск электроэнергии будет получена значительная экономия только лишь за счет экономии на затратах в топливе.

Разница в значениях удельного расхода составляет:

Тогда при годовом значении выработки электроэнергии на модернизированном блоке будет истрчено тонн условного топлива:

При переводе этого значения в натуральное топливо, количество составит тонн натурального топлива:

При этом из расчета возьмем стоимость 1 тонны натурального топлива, с учетом транспортировки, и тогда общая суммарная экономия средств на приобретении топлива составит млн.тг.: $Эк = 49,09$ млн т

С учетом этого можно определить простой срок окупаемости при расчетном значении капитальных вложений: $СО = К/Эк = 216/49,09 = 4,4$ лет.

По итогам расчетов были получены основные показатели работы энергоблоков с турбинами К-300-240 и К-325-23,5 соответственно. По результатам определен прирост вырабатываемой электрической мощности составил минимум 25-30 МВт, а удельные показатели для модернизированной турбины находятся на том же уровне или ниже, что говорит об экономичности замены.

Список использованной литературы

- 1 Некрасов А.М., Первухин М. Г. - Энергетика СССР в 1976—1980 гг.;
- 2 Дукенбаев К. - Энергетика Казахстана. Условия и механизмы ее устойчивого развития, 2002 г.;
- 3 Оперативные данные НДЦ СО АО «KEGOC»;
- 4 Данные Агентства по статистике Республики Казахстан;
- 5 Данные Индустриального Дивизиона ТОО «Itesa»;
- 6 Данные Комитета Статистики Министерства Национальной Экономики РК «Численность населения РК по областям, городам и районам, «Демография», www.stat.gov.kz.
- 7 Гельтман А.Э., Будняцкий Д.М., Апатовский Л.Е. - Блочные конденсационные электростанции большой мощности, М.—Л., 1964;
- 8 Рыжкин В.Я. - Тепловые электрические станции, М.—Л., 1967;
- 9 Хайдаров К.А. - Теоретические основы электротехники и электроники;
- 10 Тулеубекова К.К., Бузько Г.В. - Охрана окружающей среды. Оценка воздействия на окружающую среду, Павлодар, 2017г.;
- 11 Серант Ф.А. , Гордеев В.В. , Саломасов Ю.М., Коняшкин В.Ф., Квривишвили А.Р., Барташук Е.Г., Шихотинов А.В. – Двухступенчатое сжигание высокочольного Экизастузского угля на модернизированном котле ПК-39-2М энергоблока 325 Мвт (СТ. № 2) электростанции АО «ЕЭК» г.Аксу (Казахстан), 2012 г.;
- 12 Дорохов Е.В., Седлов А.С. – Основы проектирования тепловых схем энергоблоков ТЭС на суперкритических параметрах, 2007г.;
- 13 Бродов Ю.М., Аронсон К.Э., Блинков С.Н., Брезгин В.И., Брезгин Д.В., Желонкин Н.В., Купцов В.К., Ларионов И.Д., Ниренштейн М.А., Плотников П.Н., Рябчиков В.Ю., Хаэт С.И. – Теплообменники энергетических установок, Екатеринбург, 2015г., <https://openedu.urfu.ru/files/book/index.html> ;
- 14 Волощенко А.В., Медведев В.В., Озерова И.П. – Принципиальные схемы паровых котлов и топливоподач. Учебное пособие, Томск, 2011г.;
- 15 Рыжкин В. Я. - Тепловые электрические станции : Учебник для вузов. М., Энергоатомиздат, 1987г.;
- 16 Тепловые и атомные электростанции, справочник под общей редакцией А.В. Клименко и В.М.Зорина
- 17 Костюк А.Г., Фролов В.В., Булкин А.Е., Трухний А.Д. – Паровые и газовые турбины для электростанций: учебник для вузов, Москва , 2008г.

18 Шмуклер Б.И. и Чернецкий Н.С., Директор Б.Я., Тишин К.П., Фолин Ю.А., Иваницкий А.Ф., Иванов В.Е., Скалкин В.Ф., Гофайзен А.В., Землянская А.Г. - Типовая пусковая схема дубль-блока мощностью 300 Мвт

19 Тупов Б.В. – Снижение шумового воздействия от оборудования в энергетике, Москва, 2004г.

20 Инженерный портал "В Масштабе.ру", www.vmasshtabe.ru 2008-2020гг.

21 Кострыкин В.А., Шелепов И.Г., Шубенко А.Л. - Теория тепловых процессов и современные проблемы реновации паротурбинных установок, Харьков, 2007г.;

22 Жабо В.В. - Охрана окружающей среды на ТЭС и АЭС

23 Дипломный проект Геоэкологическая характеристика и проект мониторинга территории Томской ГРЭС-2 (АО «Томская генерация»), Томск, 2016г.

24 Степанова Н.В., д.м.н., доцент кафедры гигиены, медицины труда с курсом медицинской экологии ГБОУ ВПО КГМУ, г. Казань.

25 Григорьян Ф.Е., Перцовский Е.А. - Расчет и проектирование глушителей шума энергоустановок. — Л.: Энергия. Ленингр. отделение, 1980.

26 Ривкин С. Л., Александров А. А. Термодинамические свойства воды и водяного пара: Справочник. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 80 с.

27 Ривкин С. Л., Александров А. А. Теплофизические свойства воды и водяного пара: Справочник. – М.: Энергия, 1980. – 424 с.

28 Дорохов Е.В. Основы проектирования тепловой схемы энергоблоков ТЭС на супер-критических параметрах: учеб. Пособие / Е.В. Дорохов А.С.Седлов - М.: Издательский дом МЭИ, 2007-152с.

29 Безопасность жизнедеятельности: учебное пособие / по общ. ред. Н.К. Дёмика. – М.: Изд-во Рос. экон. акад., 2007 – 118с.

30 Безопасность жизнедеятельности: учебное пособие для иностранных студентов /Н.В. Крепша; Национальный исследовательский Томский политехнический университет – Томск: изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 198с.

31 СТ РК OHSAS 18001-2008. Системы менеджмента профессиональной безопасности и здоровья. Требования.

32 Рыжкин, В.Я. Тепловые электрические станции / В.Я. Рыжкин. – М.: Энергоатомиздат, 1967.

33 Об утверждении Правил обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под давлением. Приказ Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года № 358. Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 20 февраля 2015 года № 10303

34 Об утверждении Правил устройства электроустановок. Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 20 марта 2015 года № 230. Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 29 апреля 2015 года № 10851

35 Об утверждении Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок. Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 31 марта 2015 года № 253. Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 30 апреля 2015 года № 10907

36 ГОСТ 12.2.061-81. (СТ СЭВ 2695-80). Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам.

37 ГОСТ 12.1.012-2004. Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования.

38 ГОСТ Р 12.3.047-98. Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля]

39 Тупов Б.В. Снижение шумового воздействия от оборудования в энергетике -М.:2004 г.- 285с.

40 Ф.Р. Жандаулетова, А.С. Бегимбетова. Безопасность жизнедеятельности. Методические указания к выполнению раздела «Защита от производственного шума» в выпускных работах для всех специальностей. Бакалавриат. – Алматы: АИЭС, 2009. –34 с.

41 ГОСТ 12.1.003-83 (СТ СЭВ 1930-79). Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности

42 Об утверждении Правил устройства электроустановок. Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 20 марта 2015 года № 230. Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 29 апреля 2015 года № 10851

43 Емелина, З.Г. Безопасность жизнедеятельности: учеб. пособие / З.Г. Емелина, Д.Г. Емелин; Краснояр. гос. техн. ун т. – Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2000. – 183 с.

44 Давыдов А. С. Теория твёрдого тела. — М.: «Наука», 1976. — С. 191—192. — 646 с

45 Электротехнический справочник. Том 1. Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др.»Электротехнический справочник:Общие вопросы. Электротехнические материалы» МЭИ, 2003 год, 440 стр.,ил.,В 4 т. Т. 1.);