

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Политехнический институт
институт

Тепловые электрические станции
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой


подпись

Бойко Е.А.
фамилия, инициалы

« 26 »

06

2021г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.01 – Теплоэнергетика и теплотехника
код-наименование направления

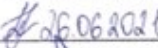
Проект модернизации Иркутской ТЭЦ-6
тема

Руководитель


подпись, дата ст. преподаватель
должность, ученая степень

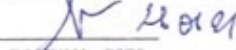
Криворучко В.В.
фамилия, инициалы

Выпускник


подпись, дата

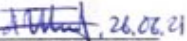
Павловец В.В.
фамилия, инициалы

Тех. контроль


подпись, дата

Бойко Е.А.
фамилия, инициалы

Нормоконтролер


подпись, дата

Шишмарев П.В.
фамилия, инициалы

Красноярск 2021

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Проект модернизации Иркутской ТЭЦ-6» содержит 53 страниц текстового документа, использованных источников, 5 листов графического материала.

ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ ОТБОР, ТУРБОПРИВОД, ТЕПЛОВАЯ СХЕМА.

Объект выпускной квалификационной работы – Иркутская ТЭЦ-6.

Цель работы: повышения эффективности работы турбины за счет использования теплоты производственных отборов.

В процессе работы было выполнено: экономическое обоснование модернизации станции, расчет принципиальной тепловой схемы, расчет технико-экономических показателей, проведена оценка экономической привлекательности проекта.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	6
1 Обоснование модернизации.....	8
1.1 Обоснование актуальности	8
1.2 Описание ТЭЦ-6.....	8
1.2.1 Характеристика котельного отделения	9
1.2.1.1 Основное оборудование	10
1.2.1.2 Вспомогательное оборудование.....	10
1.2.1.3 Система пылеприготовления	10
1.2.2 Характеристика турбинного отделения.....	10
1.2.2.1 Вспомогательное оборудование.....	11
1.2.2.2 Турбогенераторы	11
1.2.2.3 Регенеративные установки	11
1.2.2.4 Конденсационные установки.....	12
1.2.2.5 Характеристика питательных насосов.....	13
1.3 Возможные варианты модернизации	16
1.3.1 Использование производственного отбора в качестве пикового источника отопительной нагрузки	16
1.3.2 Приключенная турбина	17
1.3.3 Турбопривод.....	18
1.4 Сравнение экономики возможных вариантов.....	20
1.5 Турбопривод питательного насоса.....	21
1.6 Конструкция турбопривода.....	23
2 Расчетная часть.....	26
2.1 Расчет тепловой схемы турбины ПТ-60-130 с турбоприводом.....	26
2.1.1 Расчет установки по подогреву сетевой воды турбины ПТ- 60-130.....	28
2.1.2 Построение процесса расширения пара на i-s диаграмме	31
2.1.3 Определение параметров по элементам схемы	34
2.1.4 Определение предварительного расхода пара на турбину.....	35
2.1.5 Баланс пара и конденсата.....	36

2.1.6 Расчёт расширителей непрерывной продувки	37
2.1.8 Расчёт деаэрата	42
2.1.9 Расчёт регенеративной схемы ПНД	44
2.2 Расчёт технико-экономических показателей работы станции	47
2.2.1 Метод ОРГРЭС	47
2.2.2 Сравнение технико-экономических показателей станции	49
3 Экономическая часть	50
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	53
Список используемых источников	Ошибка! Закладка не определена.

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время основным источником электрической и тепловой энергии являются ТЭС. Их развитие с момента возникновения определилось увеличением единичной мощности блоков, что достигалось как увеличением производительности оборудования, так и повышением начальных параметров пара. Следует заметить, что в последние годы значительно сократилось строительство новых станций. Но в то же время, в стране наблюдается экономический рост, что автоматически ведет к увеличению потребления тепла и электроэнергии. Строительство новых электростанций требует значительных капитальных вложений, поэтому наиболее выгодным является расширение уже существующих ТЭЦ.

Приоритетно направлением для современной энергетики является реконструкция и модернизация действующего оборудования. Это актуально для всех электростанций, так как оборудование устаревает или его использование становится не только нецелесообразным.

В настоящее время многие промышленные предприятия не нуждаются в технологическом паре от ТЭЦ. Неиспользование теплоты промышленных отборов пара связано рядом причин, основные из которых: внедрение энергосберегающих мероприятий у потребителей и строительство собственных источников теплоты в связи с увеличением тарифов на тепловую и электрическую энергию. Это ведет к невыработке электрической и тепловой энергии на электростанциях, что отрицательно сказывается на КПД турбоустановки.

Одним из путей повышения эффективности процессов производства, передачи и потребления тепловой энергии является внедрение современных мероприятий и технологий на всех стадиях энергетического производства.

Иркутская ТЭЦ-6 расположена в городе Братске и обеспечивает её центральную часть отоплением и горячим водоснабжением; а также обеспечивает производства группы компаний Братского лесопромышленного комплекса технологическим паром, отоплением и горячим водоснабжением; вырабатывает электроэнергию для покрытия собственных нужд, потребностей Братского лесопромышленного комплекса и передает электроэнергию в объединенную энергосистему ОАО "Иркутскэнерго". Установленная тепловая мощность - 1 529,3 Гкал/час. Установленная электрическая мощность – 270 МВт.

1 Обоснование модернизации

1.1 Обоснование актуальности

Для ТЭЦ с параметрами пара 140 ата характерно наличие турбин типа ПТ и Р, позволяющих получить пар давлением 13 ата на производственные нужды сторонних потребителей. В настоящее время, как правило, из-за снижения потребности в паре такие турбины недогружены. Неиспользованы теплоты промышленных отборов пара, связанной со строительством на предприятиях собственных источников теплоты.

1.2 Описание ТЭЦ-6

ТЭЦ-6 ОАО «Иркутскэнерго» расположена в г. Братске на территории ОАО «Братский лесопромышленный комплекс», в центре тепловых технологических нагрузок промузла и на расстоянии 3,5 км от жилой застройки города.

ТЭЦ-6 спроектирована как составная часть Братского лесопромышленного комплекса (БЛПК). Ввод первых мощностей осуществлен в январе 1965 года. В марте 1965 года ТЭЦ-6 выделена из состава Братского ЛПК и передана Минэнерго (РЭУ Иркутскэнерго).

ТЭЦ-6 осуществляет энергоснабжение промышленных предприятий и теплоснабжение г. Братска.

Основные здания и сооружения.

- Главный корпус.
- Дымовые трубы №№ 1, 2 высотой 150 м и диаметром устья $d=7,0$ м для котлоагрегатов ст. №№ 1-4 и высотой 180 м и диаметром устья $d=7,2$ м для котлоагрегатов ст. №№ 5-10 соответственно.
- 2 трансформатора связи с системой мощностью 80000 кВА каждый.
- Генераторы ТЭЦ покрывают электрические нагрузки ОАО «Братский лесопромышленный комплекс», избыточная мощность выдается в систему

через трансформаторы связи. Связь с системой осуществляется через подстанцию БЛПК.

– Топливоподача двухниточная с вагоноопрокидывателем (в/о) и открытым складом топлива на 350 тыс. тонн угля.

– Система шлакозолоудаления – оборотная, гидравлическая, совместная, с багерными насосами.

ТЭЦ-6 не имеет собственных выходов к водоисточникам. Система водоснабжения ТЭЦ предусматривает забор воды для собственных нужд от насосных ВОС и ХВООАО «Братский лесопромышленный комплекс». Свежая речная вода проходит через конденсаторы турбин ПТ-60-130 ст. №№ 1, 3, газомаслянные системы турбин, питательных насосов и других механизмов. После систем охлаждения часть воды поступает на ВОС, а оставшаяся часть воды сбрасывается в промливневую канализацию ОАО «Братский лесопромышленный комплекс».

Натрий-катионированная вода поступает с ХВООАО «Братский лесопромышленный комплекс» на подпитку тепловых сетей. На ТЭЦ-6 эта вода деаэрируется и нагревается в бойлерных установках в соответствии с температурным графиком. Обессоленная вода поступает с ХВООАО «Братский лесопромышленный комплекс» для восполнения внутристанционных потерь пара и конденсата.

В качестве расчетного топлива для котлов был принят бурый уголь Ирша-Бородинского месторождения Канско-Ачинского бассейна (КАБ). На данный момент используется уголь Ирбейского месторождения. В последние годы проводились опыты сжигания кородревесных отходов от ОАО «Братский лесопромышленный комплекс». Растопочное топливо – мазут марки М-100.

1.2.1 Характеристика котельногоотделения

1.2.1.1 Основное оборудование

В состав основного оборудования котельного отделения входят 10 котлоагрегатов БКЗ–320–140 производства Барнаульского котельного завода паропроизводительностью 320 т/ч каждый, с параметрами пара $P_0=13,7$ МПа и $t_0=570$ °С.

1.2.1.2 Вспомогательное оборудование

В состав вспомогательного оборудования котельного отделения входят: система пылеприготовления; тягодутьевые машины; системы золоудаления.

1.2.1.3 Система пылеприготовления

На котлах ТЭЦ-6 применены замкнутые системы пылеприготовления с промежуточным бункером пыли и сушкой топлива топочными и уходящими газами. Каждый котлоагрегат оснащен четырьмя индивидуальными системами пылеприготовления с молотковыми мельницами типа ММТ-1500-2510-735 производительностью 35 т/ч по ирша-бординскому углю. Тонина помола регулируется центробежным сепаратором типа СММТ-2800. Сушка и транспорт пыли по системе пылеприготовления осуществляется смесью горячих дымовых газов, отобранных в верхней части камеры охлаждения топки, и холодных дымовых газов отобранных при помощи мельничного вентилятора типа ВМ-17. Для транспорта топлива от пылепитателей к горелкам котла налажена система ПВК(р) (пыль высокой концентрации по разряжением).

1.2.2 Характеристика турбинного отделения

В турбинном отделении ТЭЦ-6 установлено пять паровых турбин производства Ленинградского Металлического завода (ЛМЗ).

Турбины ст. № 1, 3 – ПТ-60-130/13 – конденсационные с двумя регулируемые отборами пара, номинальной электрической мощностью 60 МВт каждая. На основании опыта эксплуатации ЛМЗ разрешает перегрузку турбины сверх номинальной мощности до 75 МВт при режимах определяемых диаграммой режимов. Параметры острого пара: $P_o=12,75$ МПа, $t_o=565$ °С. Пределы регулирования давления в отборах:

производственный – 1-1,6 МПа;

теплофикационный – 0,07-0,25 МПа.

Турбины ст. № 2, 4, 5 – Р-50-130/13, номинальной электрической мощностью 50 МВт каждая, с противодавлением 1-1,6 МПа.

1.2.2.1 Вспомогательное оборудование

В состав вспомогательного оборудования турбинного отделения входят: турбогенераторы, регенеративные установки, конденсационные установки, циркуляционные насосы, конденсатные насосы.

1.2.2.2 Турбогенераторы

В комплекте с турбинами поставлялись турбогенераторы производства Новосибирского турбогенераторного завода, номинальной электрической мощностью 60 МВт каждый.

Генератор ст. № 1 – типа ТВ-60-2, с водородным охлаждением.

Генераторы ст. № 2, 3 – типа ТВФ-60-2, с форсированным водородным охлаждением.

Генераторы ст. № 4, 5 – типа ТВФ-63-2, с форсированным водородным охлаждением.

1.2.2.3 Регенеративные установки

Регенеративные установки турбоагрегатов ст. №1, 3 делятся на две группы: регенерация низкого давления и регенерация высокого давления.

Таблица 2 - Состав регенерации низкого давления

Наименование	ТА ст. № 1	ТА ст. № 3
Холодильники основных эжекторов	ЭП-3-700-1	ЭП-3-700-1
Эжектирующий ПНД	ПС-50	ПС-50
Сальниковый ПНД	ПН-130-16-9-1	ПСВ-90-7-15
ПНД-1	Встроенный	Встроенный
ПНД-2	ПН-130-16-9-1	ПН-100-16-4-1
ПНД-3	ПН-130-16-9-1	ПН-130-16-9-1
ПНД-4	ПН-130-16-9-1	ПН-130-16-9-1

Таблица 3 - Характеристика подогревателей высокого давления

Тип	Расход воды, т/ч	Поверхность нагрева, м ²	Давление, кгс/см ²		Максимальная температура, °С	
			в корпусе	в трубной системе	пар на входе	вода на выходе
ПВ-350-230-21	375	350	21	230	355	214
ПВ-350-230-36	375	350	36	230	430	243
ПВ-350-230-50	375	350	50	230	475	262
ПВ-350-230-21	375	350	21	230	355	214
ПВ-350-230-36	375	350	36	230	430	243
ПВ-350-230-50	375	350	50	230	475	262

1.2.2.4 Конденсационные установки

Конденсационная установка включает в себя:

- поверхностный конденсатор;
- пароструйные эжекторы;
- циркуляционные насосы с системой циркуляционных трубопроводов;

– конденсатные насосы турбины с системой конденсатопроводов.

Таблица 4 - Техническая характеристика конденсатора 50КЦС-4

Параметр	Значение
Поверхность охлаждения, м ²	3000
Расход охлаждающей воды, м ³ /ч	8000
Давление охлаждающей воды, кгс/см ²	1,6
Количество трубок, шт	5800
Длина (активная) трубок, мм	6650
Диаметр трубок (внутр/наруж), мм	23/25
Кратность охлаждения	50

На каждой турбине установлено по два конденсатных насоса: типа 8КСД-5х3 (ТА ст.№ 1), типа КСД-140х140 (ТА ст.№3).

Таблица 5 - Техническая характеристика конденсатных насосов

Параметр, размерность	8КСД-5х3	КСД-140х140
Производительность, м ³ /ч	119	140
Развиваемый напор, м. вод. ст.	125	140
Число оборотов, 1/мин	1460	1450
Мощность электродвигателя, кВт	75	100
Напряжение, В	380	380
Сила тока, А	140	185

1.2.2.5 Характеристика питательных насосов

Питательные электрические насосы (ПЭН) обеспечивают подачу питательной воды на паровые котлы. На ТЭЦ-6 установлено восемь питательных насосов, их характеристики приведены в таблице 6.

Таблица 6 - Техническая характеристика питательных насосов

ст. №	Тип	Производительность G, т/ч	Напор H, м.в.ст.	Температура среды T, °С	Число оборотов n, 1/мин
ПЭН-1	ПЭ-500-180-2	500	1800	160	3000

Окончание таблицы 6

ПЭН-2	ПЭ-500-180-2	500	1800	160	3000
ПЭН-3	ПЭ-500-180-2	500	1800	160	3000
ПЭН-4	ПЭ-500-180-2	500	1800	160	3000
ПЭН-5	ПЭ-500-180-2	500	1800	160	3000
ПЭН-6	ПЭ-500-180-2	500	1800	160	3000
ПЭН-7	ПЭ-500-180-3	500	1975	160	3000
ПЭН-8	ПЭ-380-185-3	380	1850	160	3000

Насос - центробежный, горизонтальный, десятиступенчатый (ПЭН ст. № 1, 2, 4 - одиннадцатиступенчатые), двухкорпусного исполнения, с внутренним корпусом секционного типа.

Насосы типа ПЭ-500-180-3 (ст. № 1, 5, 7) и ПЭ-380-185/200-3 (ст. № 8) имеют отборот 3-й ступени ($G = 50 \text{ м}^3/\text{ч}$, $P = 57 \text{ кгс/см}^2$), который используется для впрыска в охлаждающие установки электростанции.

Насос состоит из корпуса наружного, крышки нагнетания, корпуса внутреннего, крышки всасывания, ротора, концевых уплотнений, плиты опорной, вспомогательных трубопроводов.

На напорном патрубке насоса установлено обратный клапан, в тарелке которого имеется отверстие диаметром 1,5 мм, служащее для прогрева насоса, находящегося в резерве. Для предотвращения запаривания насоса при его пуске и останове, в напорный патрубок (до обратного клапана) врезана линия рециркуляции с быстроходным электрифицированным вентилем, который управляется автоматически по импульсу от расходомера питательной воды на выдаче насоса.

Наружный корпус является базовой деталью насоса. Корпус кованый из углеродистой стали.

Ротор насоса представляет собой комплектный узел, состоящий из вала, десяти рабочих колес, разгрузочного диска и защитных втулок, закрепленных на валу.

Вал выполнен из легированной стали. Шейки вала, опирающиеся на подшипники, подвергнуты поверхностной закалке.

Рабочие колеса отлиты из нержавеющей стали. Разгрузочный диск - из хромистой нержавеющей стали термообработан до высокой степени твердости. Между разгрузочным диском и рабочим колесом последней ступени предусмотрен зазор около 2 мм для температурных перемещений рабочих колес относительно вала в осевом направлении.

Защитные рубашки ротора в местах расположения концевых уплотнений выполнены из нержавеющей стали. В рубашках имеются лабиринты для прохода охлаждающей воды.

Высота каналов рабочих колес ПЭН ст. № 2, 4 увеличена, что повышает производительность каждого насоса до 600 т/ч (критерий - перегруз электродвигателя).

Подаваемый на охлаждение уплотнения конденсат и поступающая из насоса питательная вода, не обеспечивают достаточного отвода тепла от трущихся поверхностей колец. Поэтому, для охлаждения конденсата, в схеме уплотнения установлены два водо-водяных теплообменника по одному на каждое уплотнение (на ПЭН ст. № 5 – один общий холодильник). Охлаждение конденсата в теплообменниках осуществляется технической водой. Температура выходящей из торцевых уплотнений воды (к теплообменникам) должна быть не выше 65°C. На МЦУ ПЭН ст. № 8 (в приборе регистрации температуры слива масла с подшипников) установлена сигнализация.

Для соединения насоса с электродвигателем применена зубчатая муфта, которая смазывается маслом, подводимым в зону зацепления зубцов.

Образующаяся масляная пленка равномерно распределяет усилие по зубьям, устраняет металлический контакт и исполняет роль демпфера при ударной нагрузке.

1.3 Возможные варианты модернизации

Варианты повышения эффективности работы турбины за счет использования теплоты промышленных отборов:

- Использование пара отбора в качестве пикового источника;
- Приключенная турбина на П-отборе.
- Установка турбопривода.

1.3.1 Использование производственного отбора в качестве пикового источника отопительной нагрузки

Одним из вариантов модернизации является использование в качестве пикового источника поверхностного теплообменника (пиковый бойлер), греющей средой в котором является пар производственного отбора.

Применение такого бойлера в схеме подогрева сетевой воды на ТЭЦ вместо

пикового водогрейного котла является малозатратным мероприятием. При этом увеличение расхода пара промышленного отбора турбин на пиковом бойлере повышает электрическую мощность ТЭЦ, за счет загрузки паровых турбин.

Изменение структуры покрытия тепловых нагрузок на ТЭЦ в сторону увеличения использования избытков пара давлением 0,6-1,3 МПа для покрытия отопительной нагрузки приводит к рационализации режимов работы энергетических паровых котлов, вытеснению неэкономичных и ненадежно работающих пиковых водогрейных котлов, увеличению выработки электроэнергии и теплом потреблении.

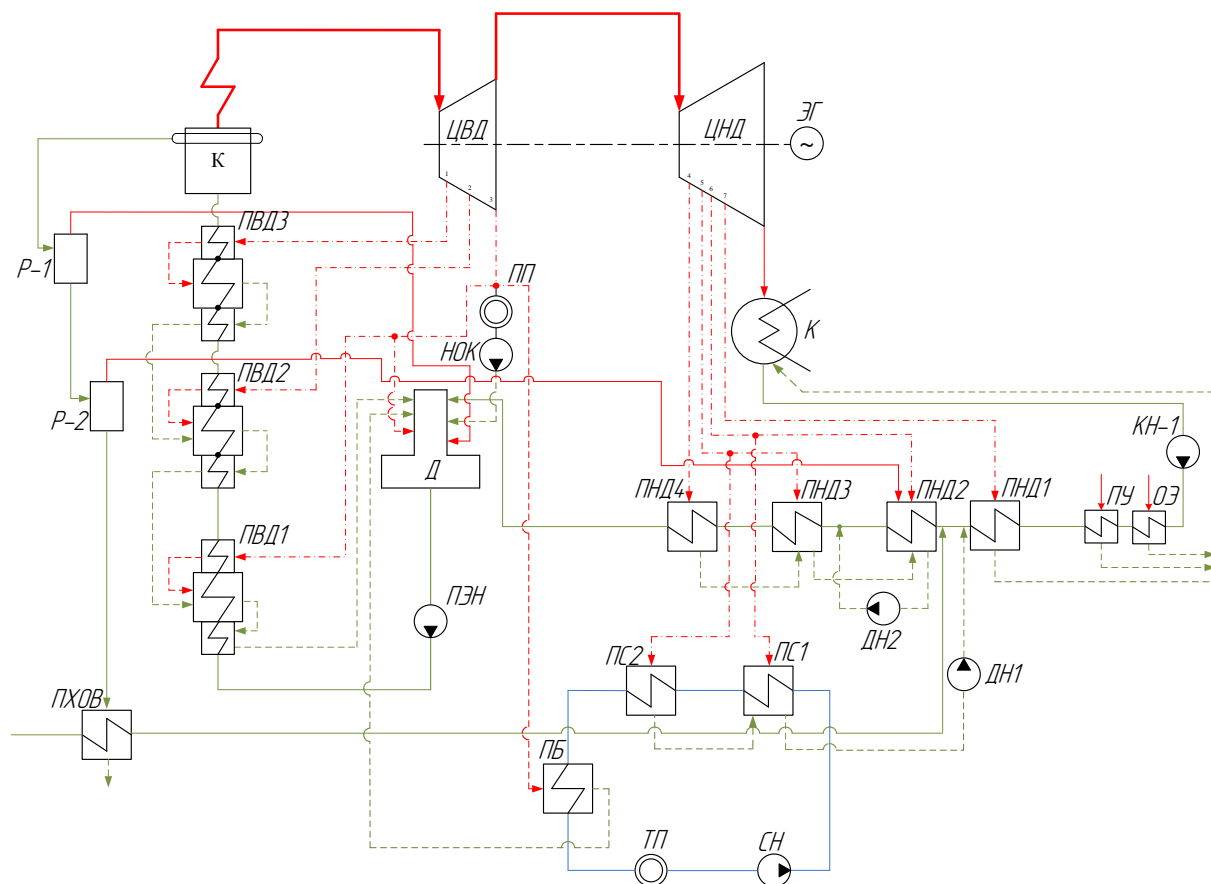


Рисунок 1 -Схема ТЭЦ с пиковым сетевым подогревателем, подключенным к производственному отбору

При отсутствии спроса потребителями теплоты на технологические нужды, пар промышленного отбора после редуцирования в РОУ используется в пиковом бойлере.

Включена на ТЭЦ такая схема пикового бойлера через РОУ является невыгодной, так как снижается эффективность использования теплофикации. Происходит непроизводительное редуцирование промышленного пара. Но при наличии избытков технологического пара, уходящего к промышленному потребителю, эта схема была бы более рациональна.

1.3.2 Приключенная турбина

Для использования пара производственного отбора может быть использована схема приключенной теплофикационной турбины. Отработавший

парстурбины отправляет на дополнительный сетевой подогреватель, параллельновключенный с основными подогревателями.

Этот вариант позволит выработать дополнительную электрическую энергию в приключенной турбине, экономично использовать установленную тепловую мощность котлов в отопительный период за счет выработки дополнительной электроэнергии. Недостатком такого решения является его высокая стоимость, так как требуется разработка и строительство по сути нового турбоагрегата (приключенной турбины и генератора) со своим фундаментом, со вспомогательным оборудованием и коммуникациями. Часто такое решение просто невозможно реализовать в условиях конкретных ТЭЦ из-за отсутствия свободного места в машинном зале для такого строительства.

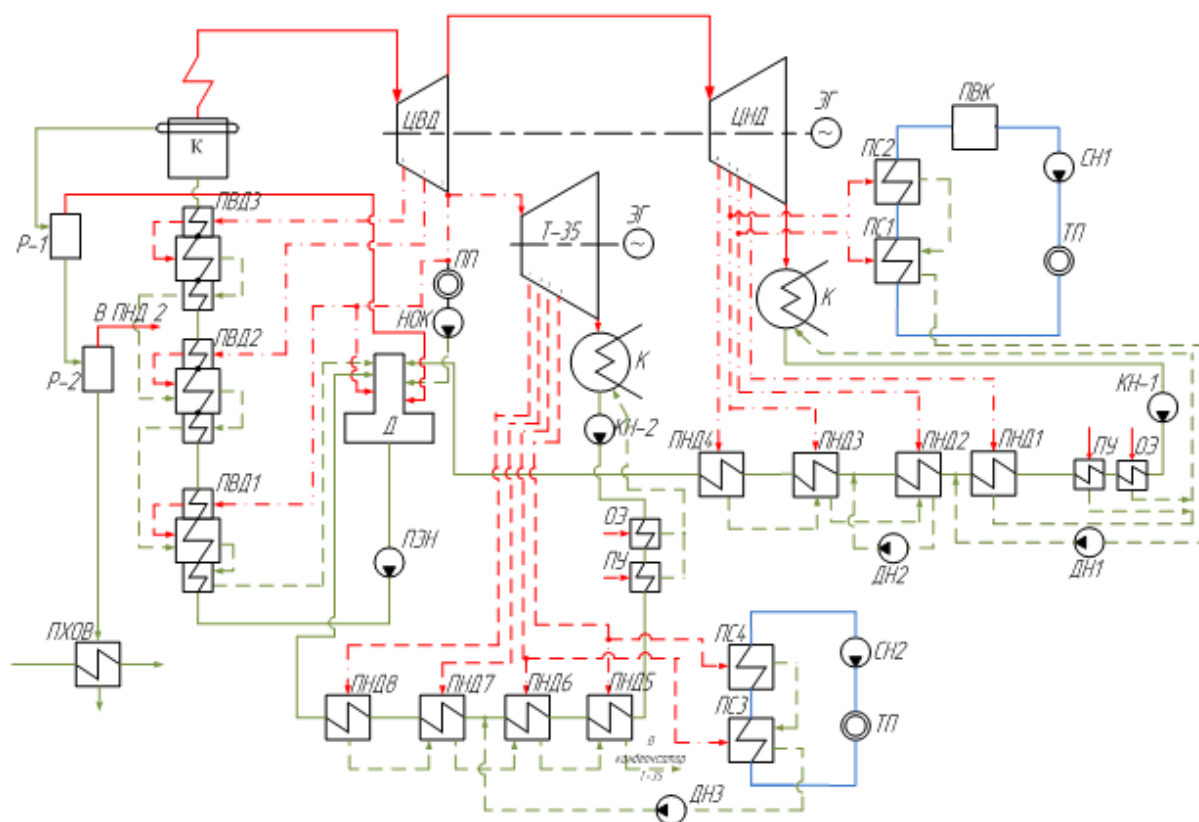


Рисунок 2 - Схема ТЭЦ с установкой приключенной турбины на производственный отбор турбины

1.3.3 Турбопривод

Еще один из вариантов это установка приводной турбины малой мощностью на питательный насос вместо типичного электродвигателя. Пар на которую будет поступать сппроизводственного отбора, а отработанный пар подаваться в теплофикационный коллектор 1,2-2,5 ата.

Такое техническое решение экономически выгодно, т.к. кроме дополнительной выработки электроэнергии (за счет загрузки турбин) и снижения потребления электроэнергии на собственные нужды (за счет замены электропривода питательных насосов на турбопривод) ТЭЦ получит возможность отпускать дополнительное количество тепла внешним потребителям (за счет отработанного пара приводных турбин насосов). Так же возможность обеспечения собственных нужд в паре определенных параметров выхлопным паром турбопривода. При этом выводятся из работы неэкономичные РОУ, приводящие к недовыработке электроэнергии. Кроме того, турбопривод позволяет наиболее экономично регулировать производительность питательного насоса за счет изменения числа оборотов ротора.

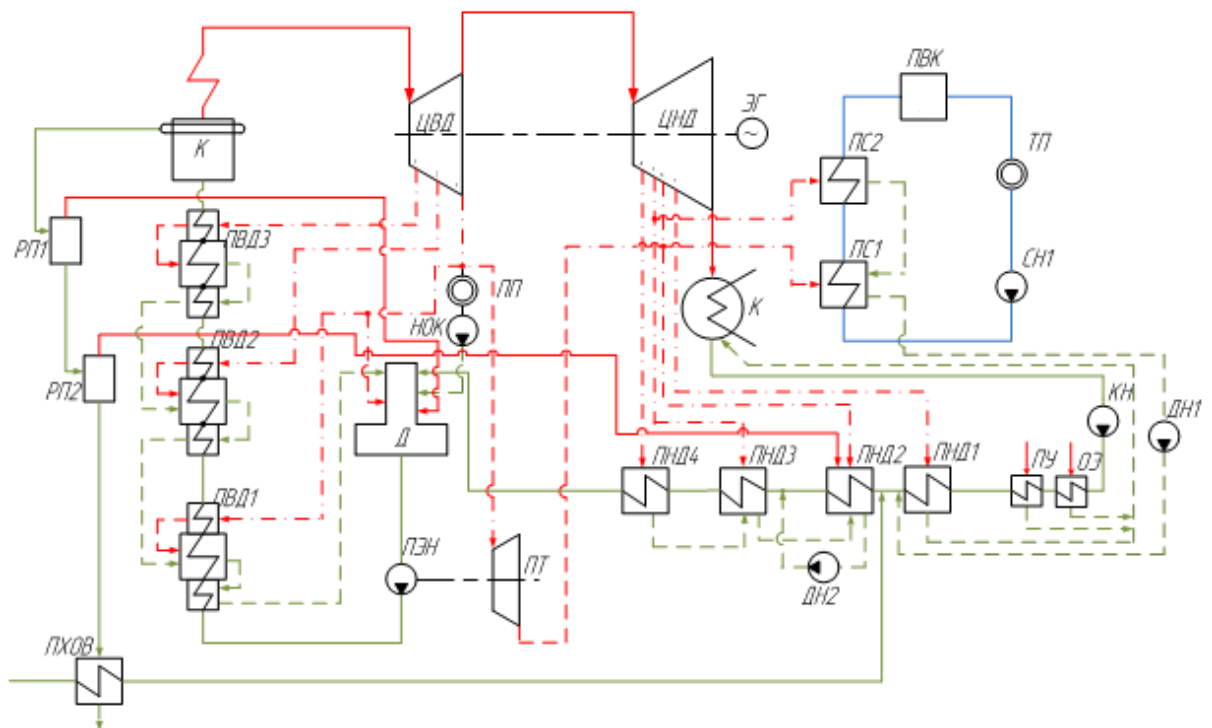


Рисунок 3 - Схема включения питательного насоса с турбоприводом

1.4 Сравнение экономики возможных вариантов

Иркутская ТЭЦ-6 имеет резерв тепловой мощности.

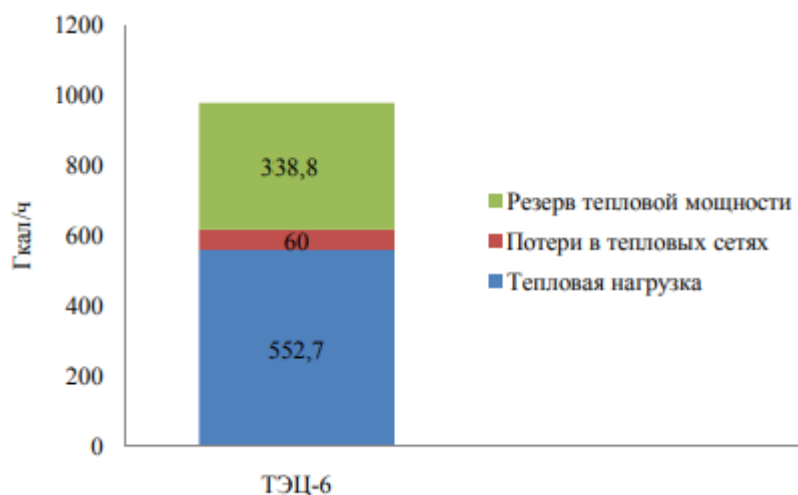


Рисунок 4 – Резерв тепловой мощности Иркутской ТЭЦ-6

В связи с этим проводится расчет экономики возможных вариантов, с учетом запаса по тепловой энергии. Кроме того на данной станции уже реализована одна из технологий, это пиковый бойлер. На станции их установлено 7 штук.

Таблица 1 – Сравнение экономики

Показатель	Пиковый бойлер	Приключенная турбина Т-35/55-16	Турбопривод Р-3,15-1,28/0,2
Электрическая мощность, МВт	270	305	275
Тепловая мощность, Гкал/ч	1604	1629	1544
Единовременные затраты на проведение мероприятия, тыс.руб	15000	210000	50000

Окончание таблицы 1

Увеличение отпуска электроэнергии, тыс.кВт*ч	0	102,53	15,48
Тепловой, тыс.Гкал	132,45	175,39	26,86
NPV	54255,4	5868,4	108721,3
IRR	110%	21%	75%
DPI	4,617	1,028	3,174
PP	0,9	4,078	1,32
DPP	1,1	9,29	1,7

По данным расчета экономической части видно, что не целесообразно устанавливать приключенную турбину, так как у станции уже есть резерв по тепловой мощности. Установка пикового бойлера так же не целесообразна.

Целесообразней и эффективней установить турбопривод питательного насоса, который позволит нам экономить на затратах собственных нужд, а так же возможность отпускать дополнительное количество тепла внешним потребителям.

1.5 Турбопривод питательного насоса

Использование турбопривода питательного насоса взамен электродвигателя позволяет решить следующие задачи:

1. Эффективно регулировать производительность насоса, за счет изменения количества оборотов.
2. Снизить потребление электроэнергии на собственные нужды.
3. Увеличить выработку и отпуск электроэнергии и тепла на станции.

ООО «Комтек-Энергосервис» для реализации данной идеи разработала приводную турбину унифицированную под ряд питательных насосов ПН-270,

ПН-380, ПН-500, ПН-580 и ПН-720. Параметры работы трубопровода представлены в таблице 7.

Таблица 7 - Параметры работы трубопровода питательного насоса

Наименование параметров	Турбопривод Р-3,15-1,28/0,2
Мощность, МВт	3,1/3,7
Начальные параметры пара: Абсолютное давление, ата Температура, °С	12±2 280±20
Начальная частота вращения ротора, об/мин	2985
Абсолютное давление пара за турбиной P_2 , ата	1,2-2,5
Расход пара через турбину, т/ч	38/46,2
КПД, %	75

Помимо высокой экономичности, разработанная турбина, в сравнении с существующими подобной мощности, имеет ряд преимуществ:

- замена литого корпуса на сварную конструкцию; снижение числа регулирующих клапанов до одного;
- замена масляных сервомоторов высокого давления на автономный быстродействующий электрогидравлический привод;
- уменьшение осевого габарита турбоустановки за счет минимизации числа ступеней, ликвидации валоповоротного устройства и применения малогабаритных, но весьма эффективных концевых уплотнений;
- замена традиционной баббитовой заливки в подшипниках на композитный материал на основе фторопласта, который обеспечивает высокую надежность работы, меньше потеритрения и низкий расход масла;
- применение новой проточной части позволяет работать в широком диапазоне не только начальных, но и конечных параметров пара.

Все эти решения делают турбину не только малогабаритной и

экономичной, но и высокоманевренной.

1.6 Конструкция турбопривода

Конструкция турбопривода представляет собой одноцилиндровую турбину, монтируемую на существующую фундаментную раму насосного агрегата в пределах компоновки электродвигателя (рис. 5). Весовая нагрузка от турбопривода не превышает значения весовой нагрузки замещаемого электродвигателя.

Цилиндр турбины - сварной, имеет горизонтальный разъем, опирается двумя лапами на переднюю опору и двумя лапами на заднюю опору. Ротор турбины (жесткий) опирается на два опорных подшипника (0,150 мм). В задней опоре также расположен упорный подшипник. На вал турбины насаживается двухвенечное колесо с рабочими лопатками I и II ряда.

Сопловой аппарат состоит из двух половин с наборными лопатками и центруется по расточке цилиндра. Лопатки соплового аппарата спроектированы с высокоэффективным профилем, разработанным для сверхзвуковых течений и имеющим минимальные потери на переменных режимах и обеспечивающим высокий КПД проточной части. В корневой части соплового аппарата выполнено лабиринтное уплотнение по рабочему колесу.

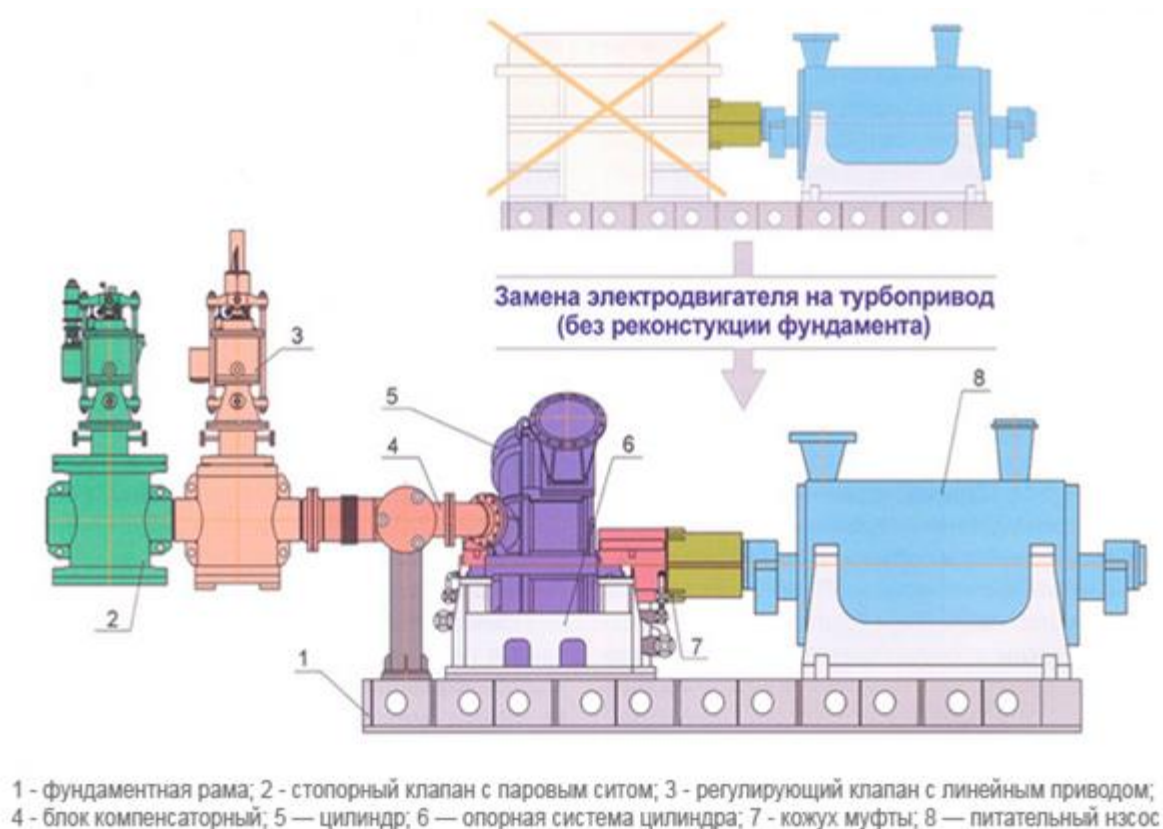


Рисунок 5—Схема реконструкции питательной электроустановки с установкой турбопривода

Направляющий аппарат состоит из двух половин с наборными лопатками и устанавливается в верхней и нижней половинах цилиндра. Лопатки направляющего аппарата имеют цельнофрезерованную хвостовую и бандажную части, с осевыми и радиальными лабиринтными уплотнениями.

Парораспределение турбины дроссельное. Перед турбиной последовательно установлены стопорный и регулирующий клапаны (рисунок5).

В корпусе концевого уплотнения, имеющего горизонтальный разъем, устанавливаются угольные сегменты плавающего типа, которые надеваются на вал. Данное уплотнение имеет ряд преимуществ: при замене не требуется разбирать цилиндр турбины; минимальные линейные габариты; минимальные протечки пара.

Вместо традиционной баббитовой заливки в опорных подшипниках и

колодках упорного подшипника применен композитный материал на основе фторопласта. В результате используемые подшипники выдерживают большую удельную нагрузку, имеют более высокую надежность работы, меньшие потери трения и расхода масла и допускают работу на другой, отличной от масла, смазывающей жидкости (например, вода). Кроме того, данный материал позволяет осуществлять выбег ротора всухую.

Вместо зубчатой муфты, соединяющей роторы насоса и электродвигателя, устанавливается упругая кулачковая муфта. Данная муфта имеет ряд преимуществ:

- высокие компенсирующие свойства, снижающие нагрузки на опоры и роторные детали;
- минимальные осевые нагрузки;
- повышенный ресурс работы;
- повышенная технологичность при изготовлении и ремонтпригодность при эксплуатации;
- отсутствие масла для смазки зубьев.

При проведении реконструкции питательной электроустановки с установкой турбопривода осуществляется замена штатной системы автоматики и КИП насосного агрегата на единую электронную систему регулирования. Основной функцией системы регулирования является поддержание заданной величины давления питательной воды за насосом путем изменения числа оборотов.

Разработанная схема маслоснабжения турбопривода максимально использует существующую схему маслоснабжения питательной электроустановки. При проведении реконструкции потребуется замена масляных электронасосов, а также установка масляного фильтра тонкой очистки для стопорного клапана и дополнительных масляных трубопроводов и арматуры.

2 Расчетная часть

2.1 Расчет тепловой схемы турбины ПТ-60-130 с турбоприводом

Произвести расчет тепловой схемы и определить технико-экономические показатели турбины ПТ-60-130 при следующих данных:

электрическая мощность ПТ-60-130 $W_э = 65000$ кВт

отопительная мощность ПТ-60-130 $Q_{от}^{max} = 100000$ кВт.

Принципиальная тепловая схема с турбинами ПТ-60-130 представлена на рисунке 6.

Заводские данные для турбины ПТ-60-130:

Электрическая мощность $W_э = 65$ МВт;

Тепловая мощность отопительных отборов $Q_{от}^{max} = 100000$ кВт;

Начальные параметры пара:

Давление $P_0 = 12,75$ МПа;

Температура $t_0 = 565$ °С;

Давление в конденсаторе турбины $P_к = 0,0034$ МПа.

Числоотборов пара на регенерацию – 7.

Давление в отборах:

$P_{отб1} = 4,31$ МПа;

$P_{отб2} = 2,55$ МПа;

$P_{отб3} = 1,27$ МПа;

$P_{отб4} = 0,56$ МПа;

$P_{отб5} = 0,33$ МПа;

$P_{отб6} = 0,118$ МПа;

$P_{отб7} = 0,0058$ МПа;

Расчётные значения внутреннего относительного КПД поотсекам:

Цилиндра высокого давления: $\eta_{oi}^{цвд} = 84,5\%$;

Цилиндра низкого давления: $\eta_{oi}^{цнд} = 87,5\%$;

Электромеханический КПД: $\eta_{эм} = 0.98$;

Расход продувочной воды: $\alpha_{пр} = 1\%$;

Расход пара на собственные нужды машинногоотделения: $\alpha_{сн}^{мз} = 1,2\%$;

Расход пара на собственные нужды котельного цеха: $\alpha_{сн}^{пз} = 1,2\%$;

Внутростанционные потери конденсата: $\alpha_{ум} = 1,1\%$;

Температура химически очищенной воды: $t_{хов} = 25\text{ }^\circ\text{C}$;

Нагрев воды в сальниковом и эжекторном подогревателях: $\Delta t_{эж} + \Delta t_{сн} = 5$
 $^\circ\text{C}$;

КПД подогревателей поверхностного типа: $\eta = 0.98$;

Недогрев воды до температуры насыщения в ПВД-1,2,3: $\vartheta_{нд} = 4\text{ }^\circ\text{C}$;

Недогрев воды до температуры насыщения в ПНД-1,2,3,4: $\vartheta_{нд} = 5\text{ }^\circ\text{C}$;

Недогрев воды до температуры насыщения в ВС и НС: $\vartheta_{вс} = 5\text{ }^\circ\text{C}$, $\vartheta_{нс} = 5$
 $^\circ\text{C}$;

Температура обратного конденсата с производства: $t_{ок} = 70\text{ }^\circ\text{C}$;

Доля возврата конденсата с производства: $\delta D_n = 0,4$.

Температурный график тепловой сети для г. Братска: $150/70\text{ }^\circ\text{C}$.

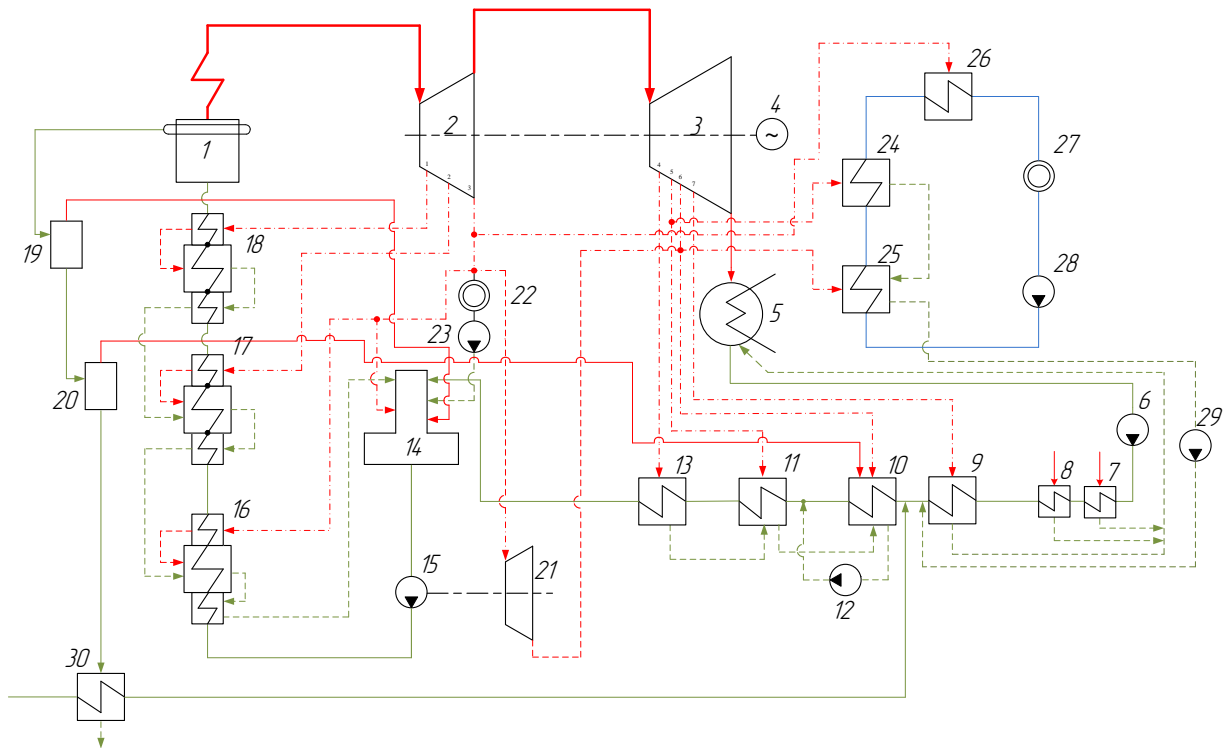
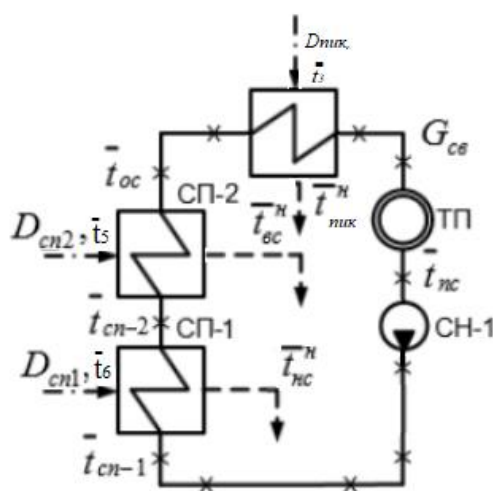


Рисунок 6 – Принципиальная тепловая схема турбины ПТ-60-130 с турбоприводом питательного насоса

2.1.1 Расчет установки по подогреву сетевой воды турбины ПТ-60-130

Расчетная схема подогрева сетевой воды представлена на рисунке 7.



ТП – тепловой потребитель; ПВК – пиковый водогрейный котел; СН-1 – сетевой насос; СП-1 – нижний сетевой подогреватель; СП-2 – верхний сетевой подогреватель

Рисунок 7 – Схема подогрева сетевой воды

Расход сетевой воды, кг/с:

$$G_{св} = \frac{Q_{от}^{max}}{C_w \cdot \Delta t} = \frac{100000}{4,186 \cdot (150 - 70)} = 298,614 \quad (1)$$

Температура сетевой воды после пикового сетевого подогревателя, °С:

$$t_{пик} = 150 - \text{взято с производственной инструкции ТЭЦ-6};$$

Температура сетевой воды после верхнего сетевого подогревателя, °С:

$$t_{вс} = 130 - \text{взято с производственной инструкции ТЭЦ-6};$$

Температуру сетевой воды после нижнего сетевого подогревателя, °С:

$$t_{нс} = 97,8 - \text{взято с производственной инструкции ТЭЦ-6};$$

Температура насыщения греющего пара верхнего сетевого подогревателя, с учетом недогрева сетевой воды в ВС, $\vartheta_{вс} = 5$, составит, °С:

$$t_{вс}^H = t_{вс} + \vartheta_{вс} = 130 + 5 = 135 \quad (2)$$

Энтальпия насыщения греющего пара пикового подогревателя, кДж/кг:

$$\bar{t}_{пик}^H = 632,252$$

Энтальпия насыщения греющего пара верхнего сетевого подогревателя, кДж/кг:

$$\bar{t}_{вс}^H = 544,5$$

Давление пара в корпусе верхнего сетевого подогревателя, МПа:

$$P'_{вс} = 0,314$$

Давление пара в шестом отборе турбины с учетом потери давления в трубопроводах 5%, МПа:

$$P_5 = \frac{P'_{\text{вс}}}{0,95} = \frac{0,314}{0,95} = 0,33 \quad (3)$$

Температура насыщения греющего пара нижнего сетевого подогревателя, с учетом недогрева сетевой воды в НС, $\vartheta_{\text{НС}} = 5$, составит, °С:

$$t_{\text{НС}}^{\text{H}} = t_{\text{НС}} + \vartheta_{\text{НС}} = 97,8 + 5 = 102,8 \quad (4)$$

Энтальпия насыщения греющего пара нижнего сетевого подогревателя, кДж/кг:

$$\bar{t}_{\text{НС}}^{\text{H}} = 409,4$$

Давление пара в корпусе нижнего сетевого подогревателя, МПа:

$$P'_{\text{НС}} = 0,112$$

Давление пара в седьмом отборе турбины с учетом потери давления в трубопроводах 5%, МПа:

$$P_6 = \frac{P'_{\text{НС}}}{0,95} = \frac{0,112}{0,95} = 0,118 \quad (5)$$

Определим расход пара на сетевые подогреватели и посчитаем, составив уравнения, кг/с:

Расход пара на пиковый подогреватель определяется, кг/с:

$$D_{\text{пик}} = \frac{G_{\text{св}} \cdot \Delta t_{\text{вс}} \cdot C_{\text{в}}}{(i_3 - \bar{t}_{\text{пик}}^{\text{H}}) \cdot \eta_{\text{п}}} = \frac{298,614 \cdot 20 \cdot 4,186}{(3000,5 - 632,252) \cdot 0,98} = 10,772 \quad (6)$$

Расход пара на верхний сетевой подогреватель определяется, кг/с:

$$D_{\text{вс}} = \frac{G_{\text{св}} \cdot \Delta t_{\text{вс}} \cdot C_{\text{в}}}{(i_5 - \bar{t}_{\text{вс}}^{\text{H}}) \cdot \eta_{\text{п}}} = \frac{298,614 \cdot 32,2 \cdot 4,186}{(2758,7 - 544,5) \cdot 0,98} = 18,549 \quad (7)$$

Расход пара на нижний сетевой подогреватель, кг/с:

$$D_{\text{НС}} = \frac{G_{\text{СВ}} \cdot \Delta t_{\text{ВС}} \cdot C_{\text{В}}}{(i_6 - \bar{i}_{\text{НС}}) \cdot \eta_{\text{П}}} = \frac{298,614 \cdot 20 \cdot 4,186}{(2615,2 - 409,4) \cdot 0,98} = 16,075 \quad (8)$$

Нагрузка верхнего сетевого подогревателя, кВт:

$$Q_{\text{ПИК}} = G_{\text{СВ}} \cdot (t_{\text{ПИК}} - t_{\text{ВС}}) \cdot C_{\text{В}} = 298,614 \cdot 20 \cdot 4,186 = 25000 \quad (9)$$

Нагрузка верхнего сетевого подогревателя, кВт:

$$Q_{\text{ВС}} = G_{\text{СВ}} \cdot (t_{\text{ВС}} - t_{\text{НС}}) \cdot C_{\text{В}} = 298,614 \cdot 32,2 \cdot 4,186 = 40250 \quad (10)$$

Нагрузка нижнего сетевого подогревателя, кВт:

$$Q_{\text{НС}} = G_{\text{СВ}} \cdot (t_{\text{НС}} - t_{\text{ОС}}) \cdot C_{\text{В}} = 298,614 \cdot 27,8 \cdot 4,186 = 34750. \quad (11)$$

2.1.2 Построение процесса расширения пара на i-s диаграмме

Из характеристик турбины имеем:

Начальные параметры пара перед стопорным клапаном:

Давление $P_0 = 12,75$ МПа;

Температура $t_0 = 565$ °С.

Находим на i-s диаграмме точку A_0 , с учётом дросселирования пара в регулирующих органах ЦВД давление пара на входе в проточную часть составляет, МПа:

$$P'_0 = P_0 \cdot \eta_{\text{др}}^{\text{ЦВД}} = 12,75 \cdot 0,96 = 12,24 \quad (12)$$

Теоретический процесс расширения пара от давления P_0 до давления P_3 , соответствующего давлению за ЦВД, изображается линией A'_0B_0 . При действительном процессе расширения энтальпию пара в точке "В" можно определить, кДж/кг:

$$i_B = i_{A_0} - (i_{A_0} - i_{B_0}) \cdot \eta_{oi}^{ЦВД} = 3513 - (3513 - 3000,5) \cdot 0,84 =$$

$$= 3082 \quad (13)$$

где $i_{B_0} = 3000,5$ кДж/кг – энтальпия пара в конце теоретического процесса расширения;

$i_{A_0} = 3513$ кДж/кг – энтальпия острого пара в начале теоретического процесса;

$\eta_{oi}^{ЦВД} = 0,84$ – внутренний относительный коэффициент полезного действия цилиндра высокого давления.

Потеря давления от дросселирования пара в цилиндре низкого давления, точка В', МПа:

$$P'_3 = P_3 \cdot \eta_{op}^{ЦВД} = 1,27 \cdot 0,97 = 1,24 \quad (14)$$

Процесс расширения пара в турбине представлен на рисунке 8.

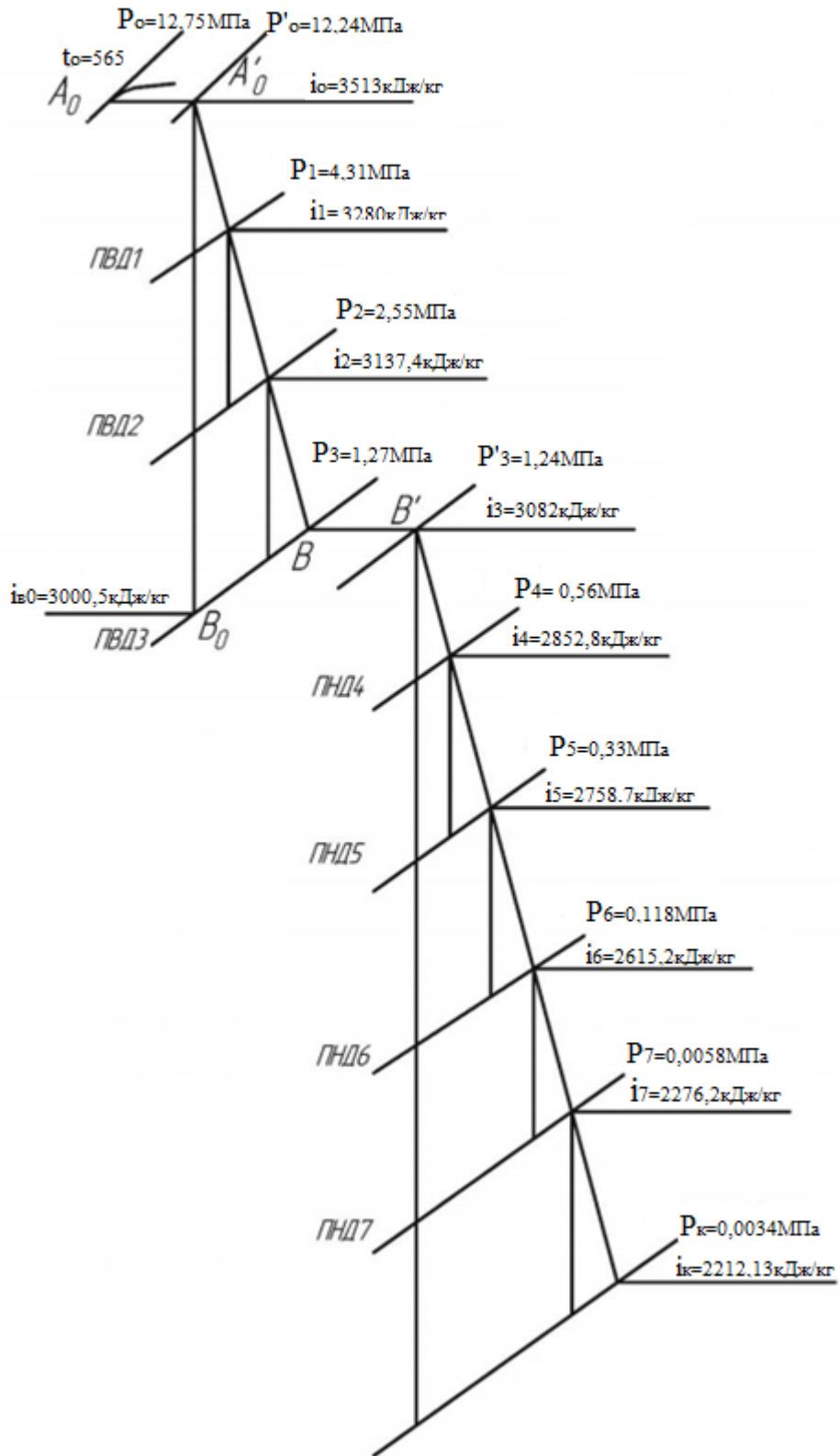


Рисунок 8 – Процесс расширения пара в турбине ПТ-60-130

2.1.3 Определение параметров по элементам схемы

Давление пара в отборе на ПВД-1 4,31 МПа, принимая потерю давления в паропроводе 5%, находим давление пара у подогревателя, МПа:

$$P_{\text{ПВД1}} = 4,31 \cdot 0,95 = 4,095 \quad (15)$$

Температура насыщения греющего пара, °С:

$$t_{\text{н}} = 251,75$$

Энтальпия конденсата греющего пара, кДж/кг:

$$\bar{t}^{\text{н}} = 1094,228$$

Температура питательной воды за подогревателем с учётом недогрева, °С:

$$t_{\text{пв}} = t_{\text{н}} - \vartheta_{\text{ПВД}} = 251,75 - 4 = 247,75 \quad (16)$$

Энтальпия питательной воды, кДж/кг:

$$\bar{t}_{\text{пв}} = t_{\text{пв}} \cdot C_{\text{в}} = 247,75 \cdot 4,186 = 1037,082 \quad (17)$$

Энтальпия греющего пара (из i-s диаграммы), кДж/кг:

$$i_{\text{отб}} = 3280$$

Использованный теплоперепад турбиной до отбора на ПВД, кДж/кг:

$$h = i_0 - i_{\text{отб}} = 3513 - 3280 = 233 \quad (18)$$

Аналогично рассчитываем параметры по другим элементам схемы, Результаты расчета сводим в таблицу 8.

Таблица 8 – Параметры элементов тепловой схемы

Наименование величины	ПВ Д1	ПВ Д2	ПВ Д3	Деаэрактор	ПН Д4	ПН Д5	ВС	ПН Д6	НС	ПН Д7	Конденсатор
Давление отбора, МПа	4,31	2,55	1,27	1,27	0,56	0,33	0,33	0,118	0,118	0,0058	0,0034
Энтальпия пара, кДж/кг	3280	3137,4	3000,5	3000,5	2852,8	2758,7	2758,7	2615,2	2615,2	2276,2	2212,13
Давление пара у подогревателя, МПа	4,095	2,433	1,207	0,6	0,532	0,314	0,314	0,112	0,112	0,006	0,0034
Температура насыщения греющего пара, °С	251,75	222,516	188,228	158,8	154,18	135,08	135,08	102,8	102,8	36,16	26,33
Энтальпия конденсата греющего пара, кДж/кг	1094,228	955,3	799,67	670,5	650,36	568,14	568,14	430,94	430,94	151,5	110,4
Температура воды за подогревателем, °С	247,75	218,516	184,228	158,8	149,18	130,08	130	97,8	97,8	31,16	-
Энтальпия воды за подогревателем, кДж/кг	1037,08	914,7	771,18	670,5	624,47	544,5	544,5	409,4	409,4	130,4	-
Использованный теплоперепад, кДж/кг	233	375,6	512,5	512,5	660,2	754,3	754,3	897,8	897,8	1236,8	1300,87

2.1.4 Определение предварительного расхода пара на турбину

Коэффициент недоиспользования мощности отопительных отборов:
для производственного отбора:

$$y_{\text{п}} = \frac{i_{\text{отбз}} - i_k}{i_0 - i_k} = \frac{3000,5 - 2212,13}{3513 - 2266,6} = 0,606 \quad (19)$$

для верхнего теплофикационного отбора:

$$y_{\text{вс}} = \frac{i_{\text{отб5}} - i_k}{i_0 - i_k} = \frac{2758,4 - 2212,13}{3513 - 2266,6} = 0,42 \quad (20)$$

для нижнего теплофикационного отбора:

$$y_{\text{нс}} = \frac{i_{\text{отб6}} - i_k}{i_0 - i_k} = \frac{2615,2 - 2212,13}{3513 - 2266,6} = 0,31 \quad (21)$$

Принимая коэффициент регенерации $K_p = 1,012$ расход пара на турбину составит, кг/с:

$$\begin{aligned} D_T &= K_p \cdot \left(\frac{W_{\text{э}}}{H_i \cdot \eta_{\text{эм}}} + y_{\text{вс}} \cdot D_{\text{вс}} + y_{\text{нс}} \cdot D_{\text{нс}} + y_{\text{п}} \cdot D_{\text{п}} + y_{\text{т}} \cdot D_T + y_{\text{пик}} \cdot D_{\text{пик}} \right) \\ &= 1,012 \cdot \left(\frac{65000}{1300,87 \cdot 0,98} + 0,42 \cdot 18,549 + 0,31 \cdot 16,075 + 0,606 \cdot 20 + 0,606 \cdot \right. \\ &10 + 0,606 \cdot 10,772 \left. \right) = 89,529 \quad (22) \end{aligned}$$

где $H_i = 1300,87$ кДж/кг – теплорезерв, срабатываемый турбиной;

$\eta_{\text{эм}} = 0,98$ – электромеханический КПД;

$D_{\text{п}} = 20$ кг/с – расход пара на производственный отбор;

$D_T = 10$ кг/с – расход пара на турбопривод.

2.1.5 Баланс пара и конденсата

Расход пара на эжектор принят 0,5 % от расхода пара на турбину, кг/с:

$$D_{\text{эж}} = 0,005 \cdot D_T = 0,005 \cdot 89,529 = 0,448 \quad (23)$$

Расход пара на уплотнение турбины, кг/с:

$$D_{\text{упл}} = 0,01 \cdot D_T = 0,01 \cdot 89,529 = 0,895 \quad (24)$$

Утечки пара и конденсата, кг/с:

$$D_{yT} = \frac{\alpha_{yT}}{100} \cdot D_T = \frac{1,1}{100} \cdot 89,529 = 0,985 \quad (25)$$

Расход пара на собственные нужды, кг/с:

$$D_{сн} = \frac{\alpha_{сн}^{M3} + \alpha_{сн}^{KO}}{100} \cdot D_T = \frac{1,2 + 1,25}{100} \cdot 89,529 = 2,193 \quad (26)$$

Расход перегретого пара, кг/с:

$$D_{пе} = D_T + D_{эж} + D_{yпл} + D_{ym} + D_{сн} =$$

$$= 89,529 + 0,448 + 0,895 + 0,985 + 2,193 = 94,05 \quad (27)$$

Расход продувочной воды, кг/с:

$$G_{пр} = \frac{\alpha_{пр}}{100} \cdot D_{пе} = \frac{1,5}{100} \cdot 94,05 = 1,411 \quad (28)$$

Расход питательной воды с учетом продувки, кг/с:

$$G_{пв} = D_{пе} + G_{пр} = 94,05 + 1,411 = 95,461 \quad (29)$$

2.1.6 Расчёт расширителей непрерывной продувки

Расчетная схема расширителей непрерывной продувки представлена на рисунке 9.

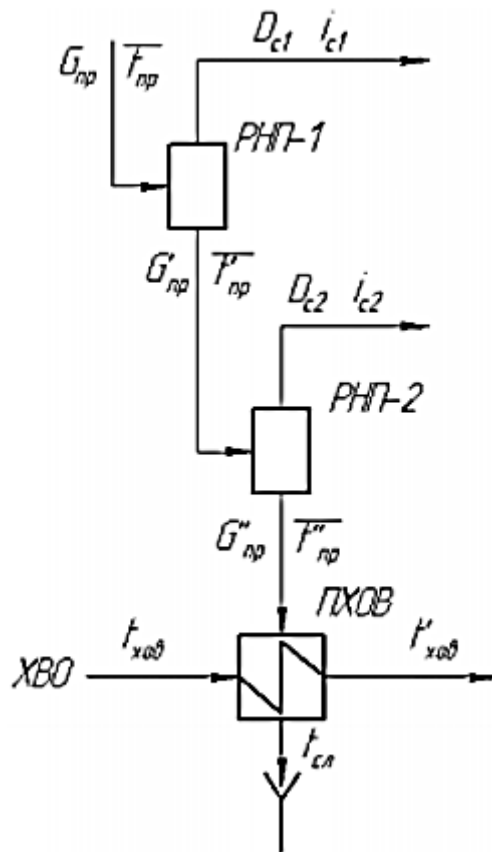


Рисунок 9 – Расчетная схема расширителей непрерывной продувки

Составим систему уравнений:

$$\begin{cases} G_{пр} = D_{c1} + G'_{пр} \\ G_{пр} \cdot t_{пр} = D_{c1} \cdot i_{c1} + G'_{пр} \cdot t'_{пр} \\ G'_{пр} = D_{c2} + G''_{пр} \\ G'_{пр} \cdot t'_{пр} = D_{c2} \cdot i_{c2} + G''_{пр} \cdot t''_{пр} \end{cases}$$

Искомые величины:

D_{c1} – расход вторичного пара с РНП - 1, $\frac{\text{кг}}{\text{с}}$;

$G'_{пр}$ – расход продувочной воды с РНП - 1, $\frac{\text{кг}}{\text{с}}$;

D_{c2} – расход вторичного пара с РНП - 2, $\frac{\text{кг}}{\text{с}}$;

$G''_{пр}$ – расход продувочной воды с РНП - 2, $\frac{\text{кг}}{\text{с}}$.

Из уравнений материального и теплового баланса для первой ступени расширителя найдём количество вторичного пара, кг/с:

$$D_{c1} = \frac{G_{np} \cdot (t_{np} - t'_{np})}{r_1} = \frac{1,411 \cdot (1570,88 - 670,6)}{2085,64} = 0,609 \quad (30)$$

где $t_{np} = 1570,88$ кДж/кг – энтальпия продувочной воды в барабане парогенератора при $P_{\delta} = 14$ МПа;

$t'_{np} = 670,6$ кДж/кг – энтальпия продувочной воды, сливаемой расширителя;

$r_1 = 2085,64$ кДж/кг – теплота парообразования при давлении $P_{\delta} = 0,6$ МПа;

$i_{c1} = 2756,139$ – энтальпия вторичного пара из РНП-1 при давлении $P_{\delta} = 0,6$ МПа.

Расход продувочной воды в расширитель второй ступени, кг/с:

$$G'_{np} = G_{np} - D_{c1} = 1,411 - 0,609 = 0,802 \quad (31)$$

Из уравнений материального и теплового баланса для расширителя найдём количество вторичного пара, кг/с:

$$D_{c2} = \frac{G'_{np} \cdot (t'_{np} - t''_{np})}{r_2} = \frac{0,802 \cdot (670,6 - 439,3)}{2243,76} = 0,083 \quad (32)$$

где $t'_{np} = 670,6$ кДж/кг – энтальпия продувочной воды, поступающей из первой ступени расширителя;

$t''_{np} = 439,3$ кДж/кг – энтальпия продувочной воды, сливаемой из второй ступени расширителя;

$r_2 = 2243,76$ кДж/кг – теплота парообразования при давлении $P_{нд2} = 0,12$ МПа.

Количество воды, сливаемой в техническую канализацию, кг/с:

$$G''_{np} = G'_{np} - D_{c2} = 0,802 - 0,083 = 0,719 \quad (33)$$

Количество химически очищенной воды, подаваемой в конденсатор, кг/с:

$$G_{\text{хов}} = G''_{\text{пр}} + D_{\text{ум}} + D_{\text{сн}} + D_n \cdot 0,4 = 0,719 + 0,985 + 2,193 + 20 \cdot 0,4 = 11,897 \quad (34)$$

где $D_n \cdot 0,4$ – восполнение потерь пара производственного отбора.

Из уравнения подогревателя ПХОВ найдём температуру химически очищенной воды на выходе из подогревателя, °С:

$$t'_{\text{хов}} = t_{\text{хов}} + \frac{G''_{\text{пр}} \cdot (t''_{\text{пр}} - t_{\text{сл}})}{G_{\text{хов}}} = 25 + \frac{0,719 \cdot (104,78 - 60)}{19,625} = 27,707 \quad (35)$$

где $t''_{\text{пр}} = 116,401^\circ\text{C}$ – температура продувочной воды расширителя второй ступени;

$t_{\text{сл}} = 60^\circ\text{C}$ – температура продувочной воды сливаемая в тех. канализацию после подогревателя химически очищенной воды.

2.1.7 Расчёт регенеративной схемы ПВД

Расчетная схема ПВД представлена на рисунке 10:

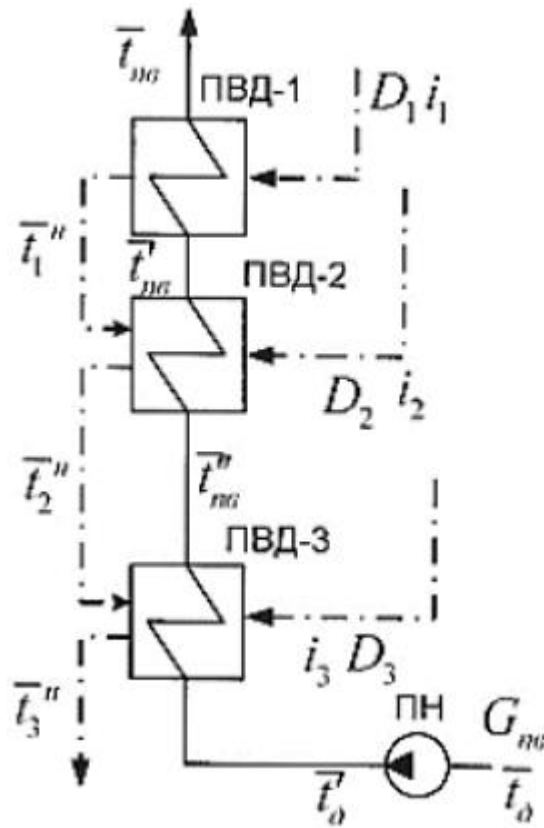


Рисунок 10 – Схема включения подогревателей высокого давления

Составим систему уравнений:

$$\begin{cases} D_1 \cdot (i_{отб1} - t_{н1}) \cdot n_{эм} = G_{пв} \cdot (t_{пв} - t'_{пв}) \\ (D_2 \cdot (i_{отб2} - t_{н2}) + D_1 \cdot (t_{н1} - t_{н2})) \cdot n_{эм} = G_{пв} \cdot (t'_{пв} - t''_{пв}) \\ (D_3 \cdot (i_{отб3} - t_{н3}) + (D_1 + D_2) \cdot (t_{н2} - t_{н3})) \cdot n_{эм} = G_{пв} \cdot (t''_{пв} - t''_д) \end{cases}$$

Искомые величины:

D_1 - расход пара на ПВД – 1, $\frac{\text{кг}}{\text{с}}$;

D_2 - расход пара на ПВД – 2, $\frac{\text{кг}}{\text{с}}$;

D_3 - расход пара на ПВД – 3, $\frac{\text{кг}}{\text{с}}$.

Расход пара на ПВД-1, кг/с:

$$D_1 = \frac{G_{\text{ПВ}} \cdot (t_{\text{ПВ}} - t'_{\text{ПВ}})}{(i_{\text{от61}} - t_{\text{Н1}}) \cdot n_{\text{ЭМ}}} = \frac{95,461 \cdot (1037,08 - 914,7)}{(3280 - 1094,228) \cdot 0,98} = 5,454 \quad (36)$$

Расход пара на ПВД-2, кг/с:

$$D_2 = \frac{G_{\text{ПВ}} \cdot (t'_{\text{ПВ}} - t''_{\text{ПВ}})}{(i_{\text{от62}} - t_{\text{Н2}}) + D_1 \cdot (t_{\text{Н1}} - t_{\text{Н2}})} \cdot n_{\text{ЭМ}}$$

$$= \frac{95,461 \cdot (914,7 - 771,18)}{(3137,4 - 955,3) + 5,454 \cdot (1094,228 - 955,3)} \cdot 0,98 = 6,06 \quad (37)$$

Расход пара на ПВД-3, кг/с:

$$D_3 = \frac{G_{\text{ПВ}} \cdot (t''_{\text{ПВ}} - t'_d)}{(i_{\text{от63}} - t_{\text{Н3}}) + (D_1 + D_2) \cdot (t_{\text{Н2}} - t_{\text{Н3}})} \cdot n_{\text{ЭМ}}$$

$$= \frac{95,461 \cdot (771,18 - 691,609)}{(3000,5 - 799,67) + (5,454 + 6,06) \cdot (955,3 - 799,67)} \cdot 0,98 = 2,708 \quad (38)$$

где t'_d - энтальпия питательной воды на входе в ПВД-3, определим с учётом нагрева её в питательном насосе, кДж/кг:

$$t'_d = h_d + \frac{\Delta P_{\text{нн}} \cdot V}{\eta_n} = 670,5 + \frac{(182 - 6) \cdot 0,0011}{0,8} = 691,609 \quad (39)$$

где $\Delta P_{\text{нн}}$ – перепад давления питательной воды в питательном насосе, Мпа;

$V = 0,0011 \text{ м}^3/\text{кг}$ – удельный объем питательной воды;

$\eta_n = 0,8$ – КПД насоса,

2.1.8 Расчёт деаэратора

Схема потоков воды и пара представлена на рисунке 11.

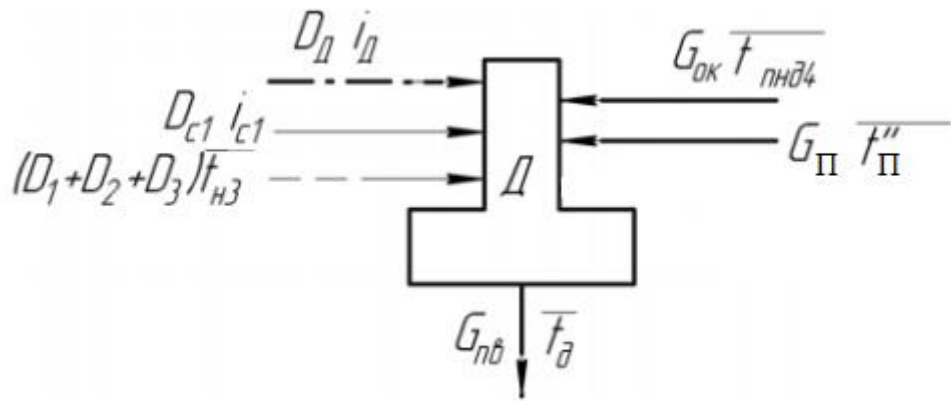


Рисунок 11 – Схема включения деаэрата

Составим систему уравнений:

$$\begin{cases} G_{пв} = (D_1 + D_2 + D_3) + D_{c1} + D_d + G_{ок} + G_{п} + D_{пик} \\ G_{пв} \cdot t_d = (D_1 + D_2 + D_3) \cdot t_{нз} + D_{c1} \cdot i_{c1} + D_d \cdot i_3 + G_{ок} \cdot t_{пнд4} + G_{п} \cdot t''_{п} \\ + D_{пик} \cdot t_{пик} \end{cases}$$

Искомые величины:

$G_{ок}$ - расход основного конденсата после ПНД – 4 – $1, \frac{кг}{с}$;

D_d - расход греющего пара в деаэратор – $2, \frac{кг}{с}$.

где $i_3 = 3000,5$ – энтальпия греющего пара в деаэратор, кДж/кг, принимается по таблице 8;

$t_{пнд4} = 624,47$ кДж/кг – энтальпия основного конденсата после ПНД-4, кДж/кг;

$t_{пик} = 800$ кДж/кг – энтальпия основного конденсата после пикового подогревателя, кДж/кг;

$t''_{п} = 290$ кДж/кг – энтальпия возврата конденсата с производства, кДж/кг;

$G_{\text{п}} = D_n \cdot 0,6 = 12 \text{ кг/с}$ – расход возврата конденсата от производства, кг/с.

Решив систему уравнений, получим, кг/с:

$$G_{\text{ок}} = 56,711$$

$$D_{\text{д}} = 1,148$$

2.1.9 Расчёт регенеративной схемы ПНД

Расчетная схема ПНД представлена на рисунке 12:

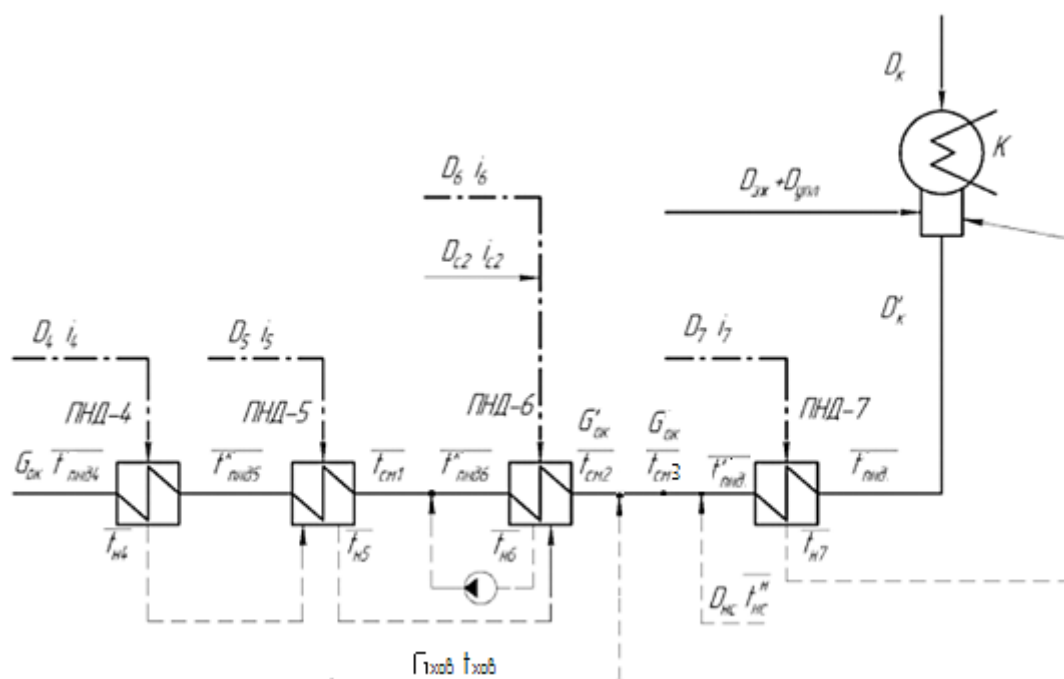


Рисунок 12 – Схема включения подогревателей низкого давления

Составим систему уравнений:

$$\left\{ \begin{array}{l} D_4 \cdot (i_{от64} - t_{н4}) \cdot n_{эм} = G_{ок} \cdot (i''_{пнд4} - t''_{пнд5}) \\ D_5 \cdot (i_{от65} - t_{н5}) \cdot n_{эм} + D_4 \cdot (t_{н4} - t_{н5}) \cdot n_{эм} = G_{ок} \cdot (t''_{пнд5} - t_{см1}) \\ G_{ок} = G'_{ок} + (D_5 + D_4 + D_6 + D_{с2}) \\ G_{ок} \cdot t_{см1} = G'_{ок} \cdot t''_{пнд6} + (D_4 + D_5 + D_6 + D_{с2}) \cdot t_{н6} \\ (D_{с2} \cdot (i_{с2} - t_{н6}) + D_6 \cdot (i_{от66} - t_{н6}) + (D_5 + D_4) \cdot (t_{н5} - t_{н6})) \cdot n_{эм} = \\ = G'_{ок} \cdot (t''_{пнд6} - t_{см2}) \\ G'_{ок} = G_{хов} + G''_{ок} \\ G'_{ок} \cdot t_{см2} = G_{хов} \cdot t'_{пнд7} + G''_{ок} \cdot t_{см3} \\ G''_{ок} = D'_к + D_{нс} + D_{вс} \\ G''_{ок} \cdot t_{см3} = D'_к \cdot t''_{пнд7} + (D_{вс} + D_{нс}) \cdot t_{нсн} \\ (D_7 \cdot (i_{от67} - t_{н7}) \cdot n_{эм} = D'_к \cdot (t''_{пнд7} - t'_{пнд7})) \end{array} \right.$$

Искомые величины:

$$D_4 \text{ – расход пара на ПНД – } 4, \frac{\text{кг}}{\text{с}};$$

$$D_5 \text{ – расход пара на ПНД – } 5, \frac{\text{кг}}{\text{с}};$$

$$D_6 \text{ – расход пара на ПНД – } 6, \frac{\text{кг}}{\text{с}};$$

$$D_7 \text{ – расход пара на ПНД – } 7, \frac{\text{кг}}{\text{с}};$$

$$D'_к \text{ – расход пара на конденсатор через ПНД – } 8, \frac{\text{кг}}{\text{с}};$$

$$t_{см1} \text{ – энтальпия воды после первой точки смешения, кДж/кг};$$

$$t_{см2} \text{ – энтальпия воды после первой точки смешения – } 2, \text{кДж/кг};$$

$$G'_{ок} \text{ – расход конденсата после второй точки смешения, } \frac{\text{кг}}{\text{с}}.$$

Решив систему уравнений, найдем все неизвестные:

$$D_4 = 2,101 \text{ кг/с};$$

$$D_5 = 3,415 \text{ кг/с};$$

$$D_6 = 1,895 \text{ кг/с};$$

$$D_7 = 0,005 \text{ кг/с};$$

$$D'_k = 12,696 \text{ кг/с};$$

$$t_{cm1} = 412,241 \text{ кДж/кг};$$

$$t_{cm2} = 323,29 \text{ кДж/кг};$$

$$t_{cm3} = 389,244 \text{ кДж/кг};$$

$$G'_{ок} = 49,218 \text{ кг/с};$$

$$G''_{ок} = 37,32 \text{ кг/с}.$$

Расход пара в конденсатор, кг/с:

$$D_k = D'_k - D_T - (D_{эж} + D_{упл} + D_7) = 12,696 - 10 - (0,448 + 0,895 + 0,005) = 1,35 \quad (40)$$

Проверка баланса пара в турбине:

$$D_k = D_m - (D_7 + D_6 + D_5 + D_4 + D_\delta + D_n + D_3 + D_2 + D_1 + D_{пик} + D_{вс} + D_{нс}) = 89,529 - (0,005 + 1,895 + 3,415 + 2,101 + 1,148 + 20 + 2,708 + 6,06 + 5,454 + 10,772 + 18,549 + 16,075) = 1,35 \quad (41)$$

Проверка по мощности:

$$W_p = \left(\sum_{i=1}^n D_i^{отб} \cdot H_i^{отб} \right) \cdot \eta_{эм}$$

$$W_p = (5,454 \cdot 233 + 6,06 \cdot 375,6 + (2,708 + 1,148 + 20 + 10 + 10,772) \cdot 512,5 + 2,101 \cdot 660,2 + (3,415 + 18,549) \cdot 754,31 + (1,895 + 16,075) \cdot 897,8 + 0,005 \cdot 1236,8 + 10 \cdot 403 + 1,35 \cdot 1300,87) \cdot 0,98 = 64970,485 \quad (42)$$

Погрешность расчета составляет:

$$\delta = \left| \frac{W - W_p}{W} \right| \cdot 100\% = \left| \frac{65000 - 64970,485}{65000} \right| \cdot 100\% = 0,045\% \quad (43)$$

Погрешность составляет не более 2 %, что допустимо.

2.2 Расчёт технико-экономических показателей работы станции

2.2.1 Метод ОРГРЭС

Тепловая нагрузка котла, кВт:

$$Q_{ne} = D_{ne} \cdot (i_0 - \bar{t}_{ng}) + G_{np} \cdot (\bar{t}_{np} - \bar{t}_{ng}) = 94,05 \cdot (3513 - 1037,08) + 1,411 \cdot (1570,88 - 1037,08) = 245026,864 \quad (44)$$

Полный расход условного топлива, кг/с:

$$B = \frac{Q_{ne}}{Q_H^p \cdot \eta_{пр}} = \frac{245026,864}{29300 \cdot 0,921} = 9,08 \quad (45)$$

Принимая мощность собственных нужд блока 6%, отпущенная мощность составляет, кВт:

$$W_{omn} = W_{\varepsilon} - e_{сн} \cdot W = 65000 - 0,06 \cdot 65000 = 61100 \quad (46)$$

Мощность собственных нужд, затраченная только на производство электроэнергии, кВт:

$$W_{\varepsilon}^{сн} = e_{\varepsilon}^{сн} \cdot W = 0,04 \cdot 65000 = 2600; \quad (47)$$

где $e_{\varepsilon}^{сн} = 0,04$ доля электроэнергии затраченная на производство электроэнергии,

Расход тепла на собственные нужды турбоагрегата, кВт:

$$Q_{my}^{сн} = 0,35 \cdot Q_{my}^{\varepsilon} = 0,35 \cdot 86295,079 = 30203,278; \quad (48)$$

где: $Q_{my}^{\varepsilon} = Q_{my} - Q_m - Q_{np} = 244865,67 - 102040,445 - 56530 = 86295,079$ кВт – расход тепла турбоустановкой на производство электроэнергии, кВт. (49)

$$\begin{aligned}
Q_{my} &= D_T \cdot (i_0 - \bar{t}_{пв}) + D_{c1} \cdot (i'_{c1} - \bar{t}_{не}) + D_{c2} \cdot (i'_{c2} - \bar{t}_{пв}) - \\
G_{xob} \cdot (t'_{xob} - \bar{t}_{пв}) &= 89,529 \cdot (3513 - 1037,08) + 0,609 \cdot \\
(2756,139 - 1037,08) &+ 0,083 \cdot (2683,05 - 1037,08) + 11,897 \cdot \\
(109,1 - 1037,08) &= 244865,67 - \text{расход тепла на турбоустановку, кВт} \quad (50)
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
Q_m &= D_{bc} \cdot (i_{bc} - \bar{t}_{bc}^H) + D_{hc} \cdot (i_{hc} - \bar{t}_{hc}^H) + D_{пик} \cdot (i_{пик} - \bar{t}_{пик}^H) \\
&= 18,549 \cdot (2758,7 - 482,553) + 16,075 \cdot (2615,2 - 398,019) + 10,772 \cdot \\
(3000,5 - 632,252) &= 102040,445 - \text{затраченная теплотана сетевые} \\
\text{подогреватели, кВт.} & \quad (51)
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
Q_{np} &= D_{п} \cdot i_{отб3} - D_{п} \cdot 0,4 \cdot t''_{п} = 20 \cdot 3000,5 - 20 \cdot 0,4 \cdot 290 = 56530 \\
&\text{-теплотаотданная производственному потребителю, кВт.} \quad (52)
\end{aligned}$$

Коэффициенты ценности тепла:

$$\begin{aligned}
\xi_{bc} &= \frac{i_{bc} - i_k}{i_0 - i_k} \cdot \left(1 + K \cdot \frac{i_0 - i_{bc}}{i_0 - i_k} \right) = \frac{2758,7 - 2212,13}{3513 - 2212,13} \cdot \\
&\cdot \left(1 + 0,4 \cdot \frac{3513 - 2758,7}{3513 - 2212,13} \right) = 0,522 \quad (53)
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\xi_{hc} &= \frac{i_{hc} - i_k}{i_0 - i_k} \cdot \left(1 + K \cdot \frac{i_0 - i_{hc}}{i_0 - i_k} \right) = \frac{2554,6 - 2212,13}{3513 - 2212,13} \cdot \\
&\cdot \left(1 + 0,4 \cdot \frac{3513 - 2554,6}{3513 - 2212,13} \right) = 0,4 \quad (54)
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\xi_{пик} &= \frac{i_{пик} - i_k}{i_0 - i_k} \cdot \left(1 + K \cdot \frac{i_0 - i_{пик}}{i_0 - i_k} \right) = \frac{3000,5 - 2212,13}{3513 - 2212,13} \cdot \\
&\cdot \left(1 + 0,4 \cdot \frac{3513 - 3000,5}{3513 - 2212,13} \right) = 0,706 \quad (55)
\end{aligned}$$

где $K = 0,4$ коэффициент, зависящий от давления

Увеличение расхода тепла на производство электроэнергии за счет отборов пара, кВт:

$$\begin{aligned}
\Delta Q_{отб}^3 &= (Q_{bc} \cdot (1 - \xi_{bc}) + Q_{hc} \cdot (1 - \xi_{hc}) + Q_{турп} \cdot (1 - \xi_{пик}) + Q_{пик} \cdot (1 - \xi_{пик})) \cdot 1 \\
&= 40250 \cdot (1 - 0,522) + 34750 \cdot (1 - 0,4) + \\
26024 \cdot (1 - 0,706) &+ 25000 \cdot (1 - 0,706) = 49274,16 \quad (56)
\end{aligned}$$

Коэффициент отнесения затрат топлива энергетическими котлами на производство электроэнергии:

$$K_9 = \frac{Q_{my}^p + \Delta Q_{омб}^p + Q_{my}^{сн}}{Q_{my}^p + \Delta Q_{омб}^p + Q_{my}^{сн} + Q_m} = \frac{86295,079 + 49274,16 + 30203,278}{86295,079 + 49274,16 + 30203,278 + 102040,445} = 0,619 \quad (57)$$

Расход топлива на выработку электроэнергии, кг/с:

$$B_9 = B \cdot K_9 \cdot \frac{W_{omn}}{W - W_{99}^{сн}} = 9,08 \cdot 0,619 \cdot \frac{61100}{65000 - 2600} = 5,5 \quad (58)$$

Расход топлива на выработку тепла, кг/с:

$$B_m = B - B_9 = 9,08 - 5,5 = 3,577 \quad (59)$$

Удельный расход топлива на выработку электроэнергии, кг/кВт·ч:

$$b_9 = \frac{B_9}{W_{omn}} \cdot 3600 = \frac{5,4}{61100} \cdot 3600 = 0,324 \quad (60)$$

Удельный расход условного топлива на выработку тепла, кг/ГДж:

$$b_m = \frac{B_m}{Q_{om}} \cdot 10^6 = \frac{3,676}{100000} \cdot 10^6 = 35,767. \quad (61)$$

2.2.2 Сравнение технико-экономических показателей станции

Сравнение технико-экономических показателей производится для двух режимов – до реконструкции и после.

Для сравнения режимов значения технико-экономических показателей сведены в таблицу 9.

Таблица 9 – Технико-экономические показатели на разных режимах

Показатель	До реконструкции	После реконструкции
Расход теплота турбоустановку	248967,14	244865,67
Затраченная теплота сетевых подогревателей	100000	100000
Полный расход топлива	9,24	9,08
Увеличение расхода теплота производства электроэнергии из-за отборов пара	41630,96	49274,16

Окончание таблицы 9

Коэф. отнесения затрат топлива энергетическим котлам на производство электроэнергии	0,572	0,619
Расход топлива на выработку электроэнергии	5,286	5,5
Расход топлива на выработку тепла	3,95	3,577
Удельный расход топлива на выработку электрической энергии	0,352	0,324
Удельный расход топлива на выработку тепла	39,5	35,767

3 Экономическая часть

Технико-экономическое обоснование замены электродвигателя питательного насоса на турбопривод сводится к определению величины капитальных затрат, прибыли полученной от экономии электроэнергии на собственные нужды и определение срока окупаемости.

Капитальные затраты на установку турбопривода на питательный насос складывается из стоимости турбопривода, вспомогательного оборудования и расходов на его монтаж и транспортировку:

$$K_u = K_1 + K_2,$$

где K_1 - стоимость турбопривода, $K_1 = 40$ млн рублей;

K_2 - стоимость монтажа и транспортировки $K_2 = 10$ млн рублей;

(стоимость оборудования, монтажа и транспортировки принята, по прайсу ООО «Комтек-Энергосервис»).

Таким образом капитальные затраты составляют:

$$K = K_1 + K_2 = 40 + 10 = 50 \text{ млн рублей.} \quad (62)$$

Прибыль полученная от экономии электроэнергии на собственные нужды при замене электродвигателя питательного насоса ПЭ-500-180 на турбопривод:

$$B_{\text{выр}} = N_{\text{э}} \cdot C_{\text{э}} \cdot T,$$

где $C_{\text{э}}$ - тарифная ставка на электрическую энергию руб/кВт·ч;

$$C_{\text{э}} = 1,1 \text{ руб/кВт ч};$$

T - число часов использования установленной мощности в год;

$$T = 8000 \text{ ч};$$

$N_{\text{э}}$ - мощность электродвигателя, кВт;

$$B_{\text{выр}} = N_{\text{э}} \cdot C_{\text{э}} \cdot T = 4000 \cdot 1,1 \cdot 8000 = 35,2 \text{ млн рублей.} \quad (63)$$

Амортизационные отчисления:

$$A = \Delta A \cdot K,$$

где ΔA - коэффициент амортизационных отчислений, $\Delta A = 0,06$

$$A = \Delta A \cdot K = 0,06 \cdot 50 = 3 \text{ млн рублей.} \quad (64)$$

Затраты на обслуживание:

$$I_{\text{об}} = A \cdot A_{\text{об}},$$

где $A_{\text{об}}$ - коэффициент амортизационных отчислений на обслуживание, равен 10% от амортизационных отчислений;

$$I_{\text{об}} = A \cdot A_{\text{об}} = 3 \cdot 0,1 = 0,3 \text{ млн рублей.} \quad (65)$$

Расчет прибыли от замены электропривода питательного насоса ПЭ-500-180, получаемой за один год:

$$П_{\Gamma} = B_{\text{выр}} - A - I_{\text{об}} = 35,2 - 3 - 0,3 = 31,9 \text{ млн. рублей.} \quad (66)$$

Определение срока окупаемости проекта модернизации по замене электродвигателя питательного насоса на турбопривод:

$$T_{ок} = \frac{K}{ПГ} = \frac{50}{31,9} = 1,56 \quad (67)$$

Таким образом, на основании выполненных расчетов можно сделать вывод, что замена электродвигателя питательного насоса ПЭ-500-180 на турбопривод, даёт прибыль на 31,9 млн руб. в год и приведет к окупаемости модернизации через 1 год и 5,6 месяца.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе проработана тема модернизации Иркутской ТЭЦ-6, которая подразумевает под собой использование мощности промышленного отбора турбины типа ПТ-60-130 с целью снижения эксплуатационных затрат за счет установки турбопривода Р-3,15-1,28/0,2.

Замена турбопривода позволит обеспечить следующие преимущества:

- обеспечивается возможность изменения в широких пределах производительности и напора питательного насоса путем регулирования числа его оборотов при значительном уменьшении энергопотребления;

- обеспечивается эксплуатационная маневренность станции при покрытии широкого диапазона возможных нагрузок;

- возможность работы на скользящих параметрах, что в комплексе с корректировкой парораспределения приводит к увеличению электрической мощности основной турбины и экономичности станции в целом. Работа на скользящих параметрах с пониженным давлением и температурой благоприятно сказывается на состоянии металла, сроке службы и надежности элементов котла и турбины;

- возможность обеспечения собственных нужд в паре определенных параметров выхлопным паром турбопривода. При этом выводятся из работы неэкономичные РОУ, приводящие к недовыработке электроэнергии.

В результате оценки экономической эффективности капитальных вложений, прибыль составила 31,9 млн рублей в год, а срок окупаемости составил 1,5 года.

Оценивая полученные результаты можно сказать, что данный проект имеет высокую экономическую и техническую привлекательность.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Михайленко, С. А. Тепловые электрические станции: учебное пособие/ С. А. Михайленко, А. П. Цыганок. – Красноярск : ИПЦ КГТУ, 2003. 300 с.
2. Термодинамические свойства воды и водяного пара [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.energyed.ru/>
3. Сухарев, В. А. Экономические показатели использования турбопривода питательного насоса [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://rudocs.exdat.com/docs/index-435756.html>.
4. Гринман, М. И. Новый турбопривод питательных насосов ТЭЦ [Электронный ресурс]. – Режимдоступа: <https://turbunist.com/Pages/id=111>
5. Оценка экономической эффективности инвестиций в энергетические объекты [Электронный ресурс]: учебно-методическое пособие: / Сост. М. В. Зубова, И. А. Астраханцева, В. А. Финоченко. – Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2017. – 55 с. – Режим доступа: <http://elib.sfu-kras.ru/>
6. СТО 4.2–07–2014 Система менеджмента качества. Общие требования к построению, изложению и оформлению документов учебной деятельности. - Взамен СТО 4.2–07–2012 ; Введ. 30.12.2013. – Красноярск : ИПК СФУ, 2014. – 60 с.

БР-13.03.01 001ГЧ

Перв. примен.

Справ. №

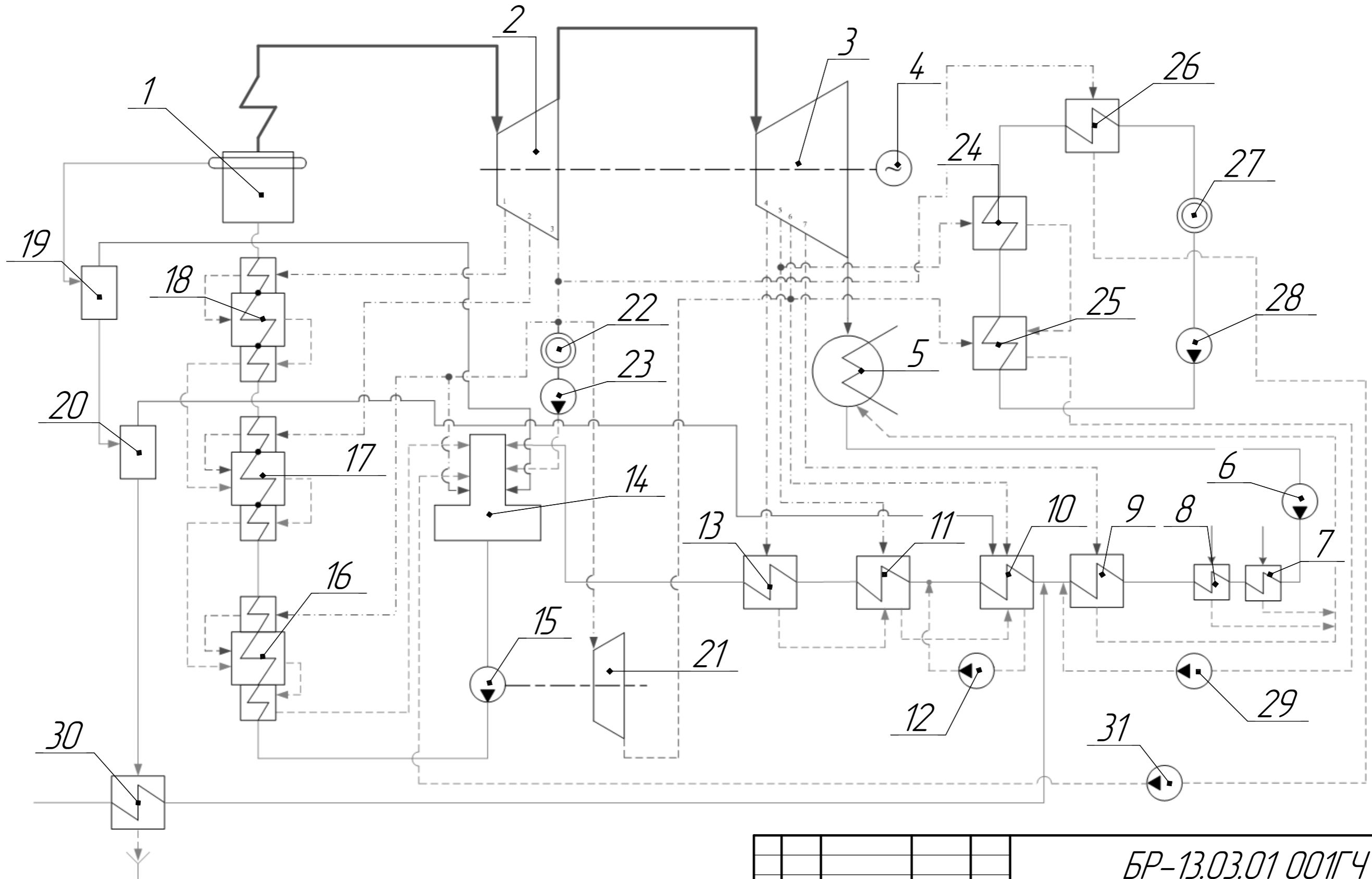
Подп. и дата

Инв. № дубл.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.



				БР-13.03.01 001ГЧ				
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Принципиальная тепловая схема турбины ТТ-60-130 с турбоприводом питательного насоса	Лит.	Масса	Масштаб
Разраб.		Павловец В.В.						
Проб.		Криворучко В.В.						
Т.контр.		Бойко Е.А.				Лист	Листов	1
Н.контр.		Шишмарев П.В.				ТЭС		
Утв.		Бойко Е.А.				Копировал Формат А3		

Перв. примен.		Формат	Зона	Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Примечание	
Справ. №		А4			БР-13.03.01 001ГЧ	Документация			
						Принципиальная тепловая схема турбины ПТ-60-130 с турбоприводом питательного насоса			
Взам. инв. №						Оборудование			
						1	Котел	1	
						2	ЦВД	1	
						3	ЦНД	1	
						4	Генератор	1	
						5	Конденсатор	1	
						6	Конденсатный насос	2	
						7	Охладитель дренажа	1	
						8	Подогреватель уплотнений	1	
						9	ПНД-1	1	
						10	ПНД-2	1	
						11	ПНД-3	1	
						12	Дренажный насос-1	1	
						13	ПНД-4	1	
						14	Деаэратор	1	
						15	Питательный насос	1	
						16	ПВД-1	1	
						17	ПВД-2	1	
18	ПВД-3	1							
Подп. и дата						БР-13.03.01.001			
		Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			
Инв. № подл.		Разраб.	Павловец В.В.			Принципиальная тепловая схема турбины ПТ-60-130 с турбоприводом питательного насоса	Лит.	Лист	Листов
		Пров.	Криворучко В.В.					1	2
		Н.контр.	Шишмарев П.В.				ТЭС		
		Утв.	Бойко Е.А.						

БР-13.03.01 002ГЧ

Перв. примен.

Справ. №

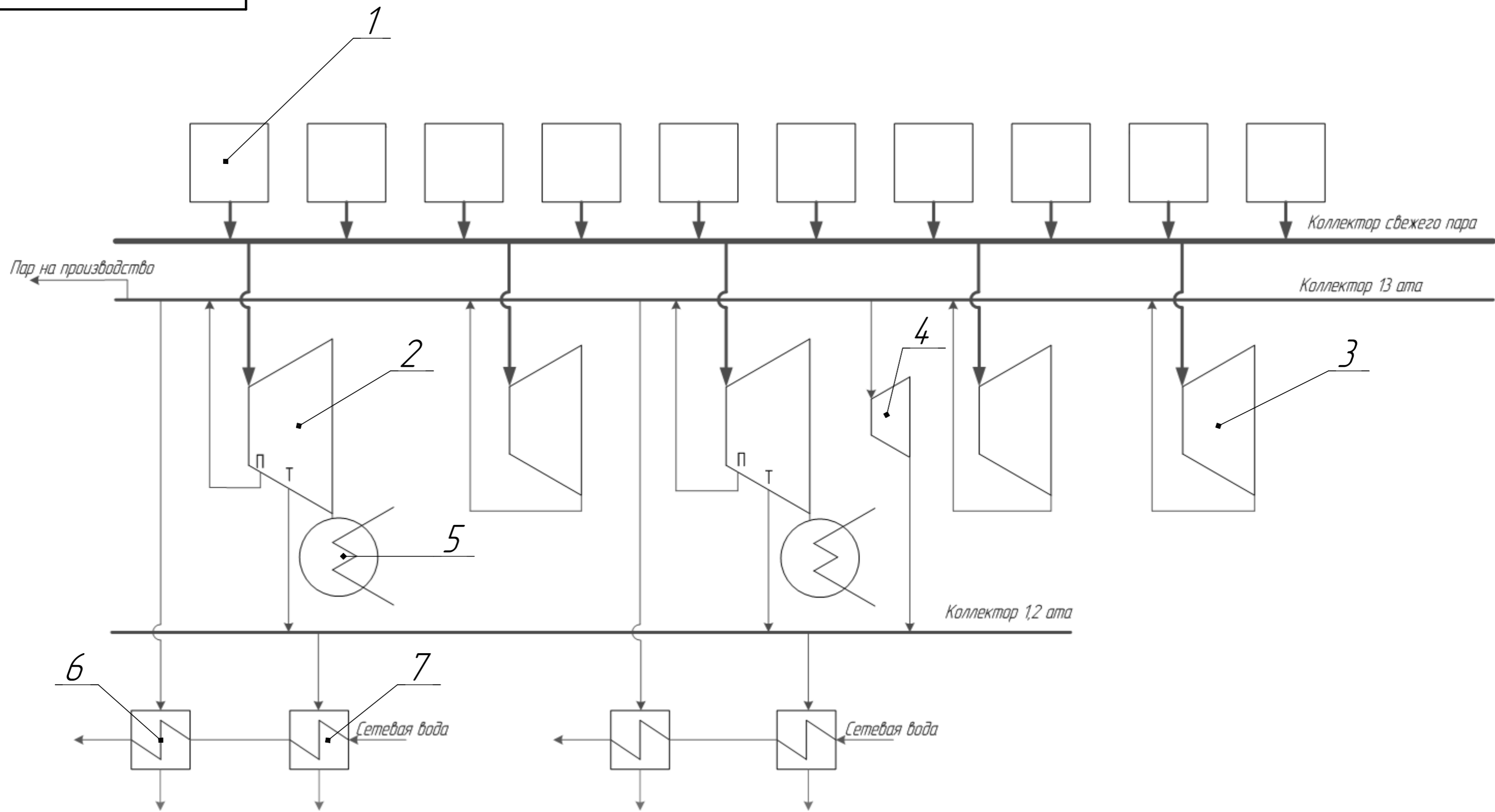
Подп. и дата

Инв. № дубл.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.



				БР-13.03.01 002ГЧ				
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Схема включения основного оборудования	Лит.	Масса	Масштаб
Разраб.		Павловец В.В.						
Проб.		Криворучко В.В.						
Т.контр.		Бойко Е.А.				Лист	Листов	1
Н.контр.		Шишмарев П.В.				ТЭС		
Утв.		Бойко Е.А.						

БР-13.03.01 003ГЧ

Перв. примен.

Справ. №

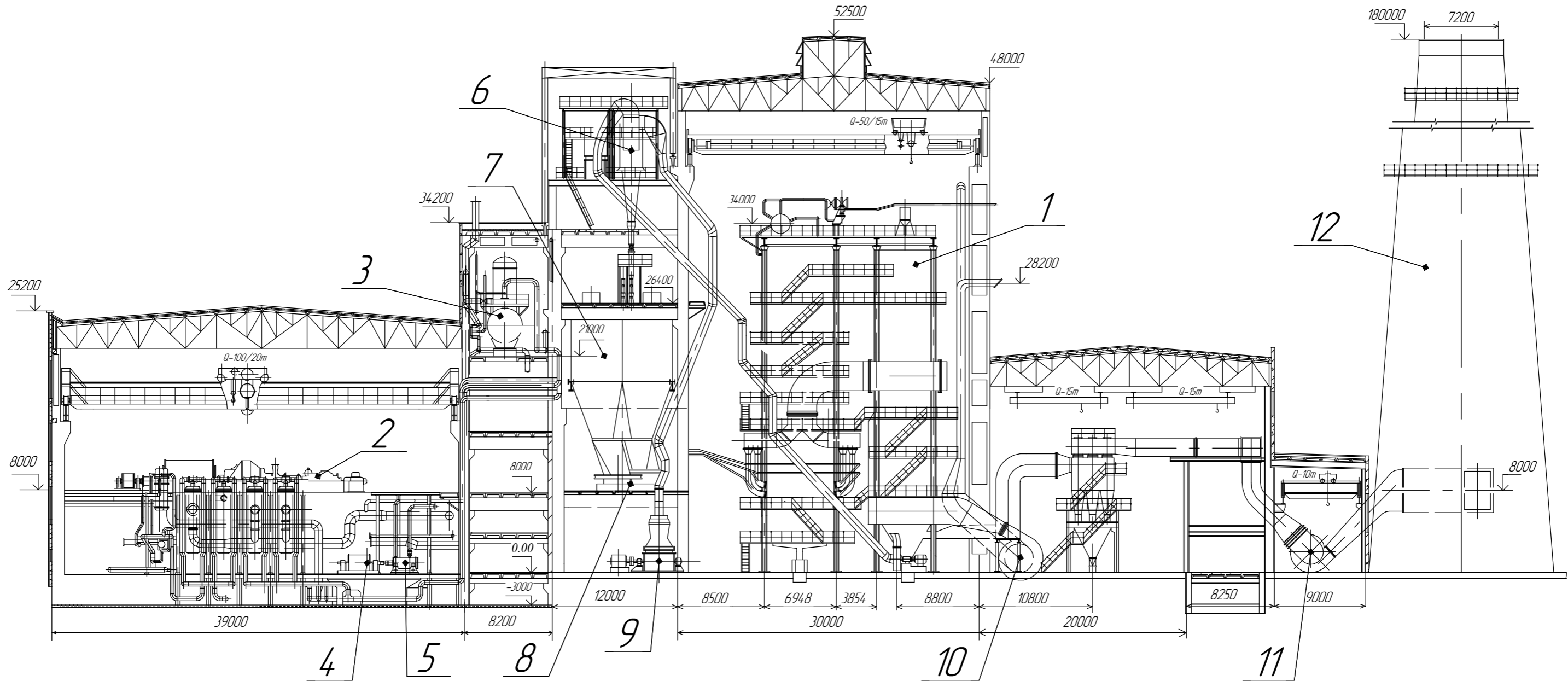
Подп. и дата

Инв. № дробл.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.



				БР-13.03.01 003ГЧ				
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Разрез главного корпуса до модернизации	Лит.	Масса	Масштаб
Разраб.		Павловец В.В.						1:400
Проб.		Криворучко В.В.				Лист	Листов	1
Т.контр.		Бойко Е.А.			ТЭС			
Н.контр.		Шишмарев П.В.			Копировал			
Утв.		Бойко Е.А.			Формат А3			

БР-13.03.01 004ГЧ

Перв. примен.

Справ. №

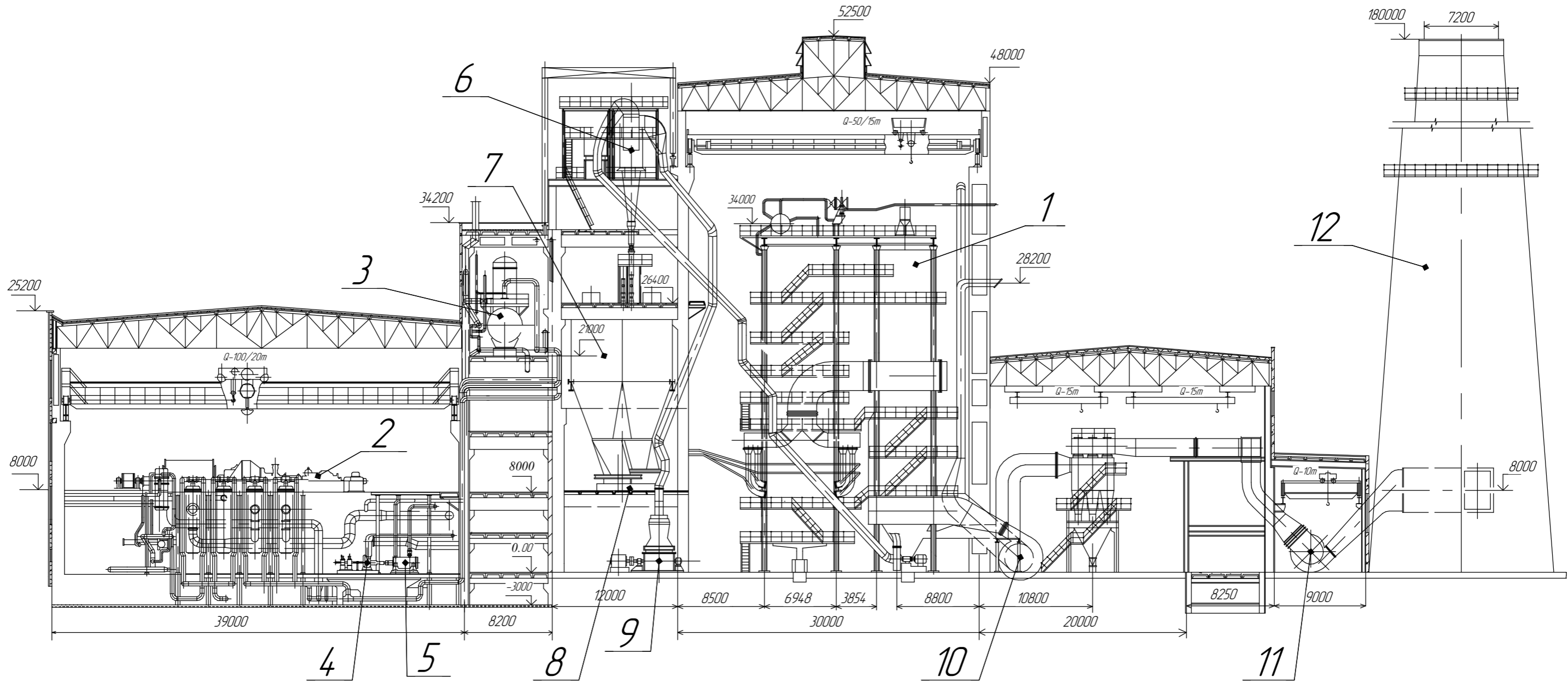
Подп. и дата

Инв. № дробл.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.



				БР-13.03.01 004ГЧ				
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Разрез главного корпуса после модернизации	Лит.	Масса	Масштаб
								1:400
Разраб.		Павловец В.В.				Лист	Листов	1
Проб.		Криворучко В.В.						
Т.контр.		Бойко Е.А.						
Н.контр.		Шишмарев П.В.						
Утв.		Бойко Е.А.						
					ТЭС			

Копировал

Формат А3

БР-13.03.01 005ГЧ

Перв. примен.

Справ. №

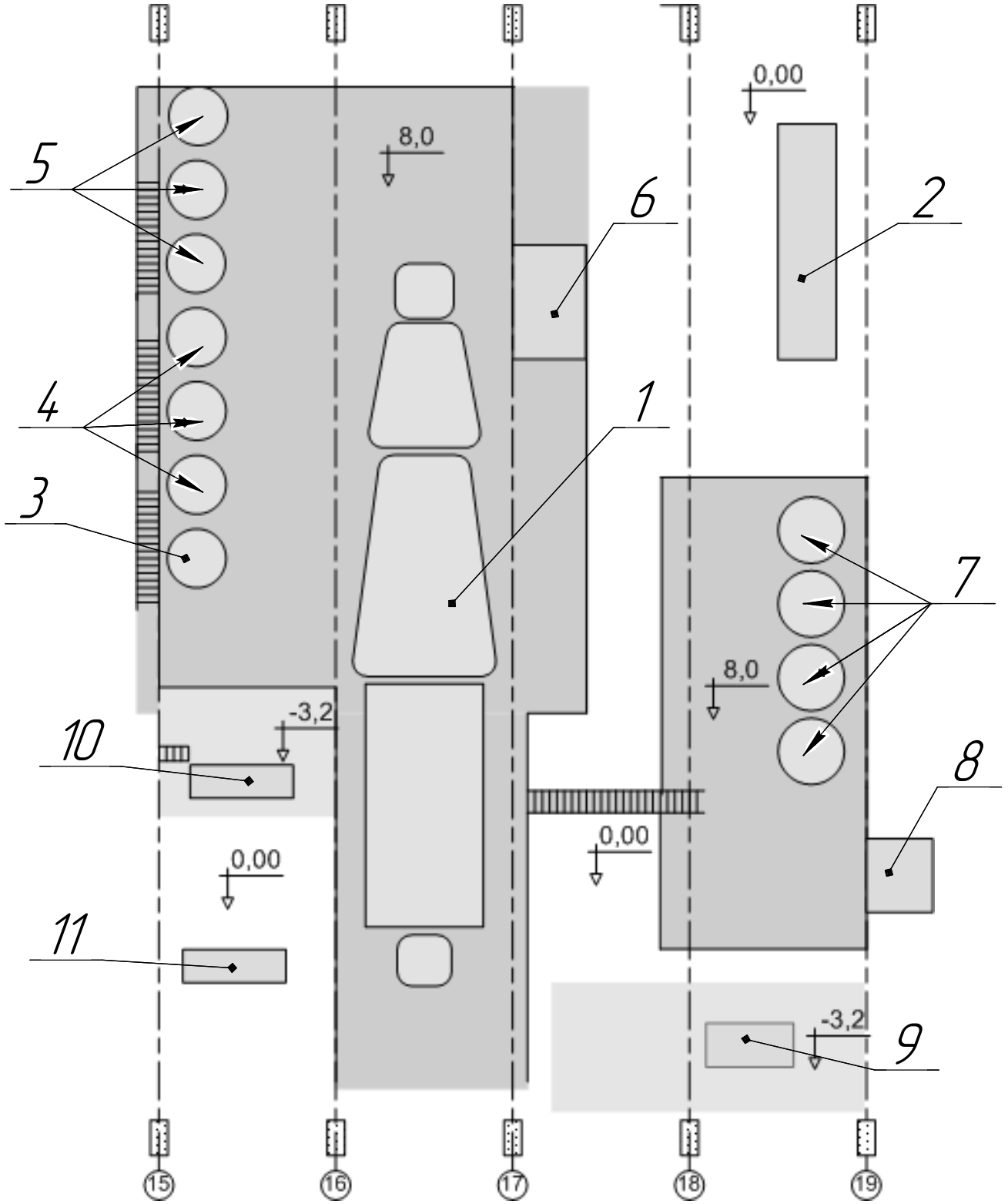
Подп. и дата

Инв. № докл.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.



БР-13.03.01 005ГЧ

План размещения оборудования

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
Разраб.		Павловец В.В.		
Пров.		Криворучко В.В.		
Т.контр.		Бойко Е.А.		
Н.контр.		Шишмарев П.В.		
Утв.		Бойко Е.А.		

Лит.	Масса	Масштаб
Лист	Листов	1

ТЭС

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Политехнический институт
институт

Тепловые электрические станции
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой


подпись

Бойко Е.А.
фамилия, инициалы

« 26 »

06

2021г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.01 – Теплоэнергетика и теплотехника
код-наименование направления

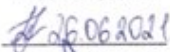
Проект модернизации Иркутской ТЭЦ-6
тема

Руководитель


подпись, дата ст. преподаватель
должность, ученая степень

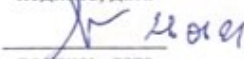
Криворучко В.В.
фамилия, инициалы

Выпускник


подпись, дата


Павловец В.В.
фамилия, инициалы

Тех. контроль


подпись, дата

Бойко Е.А.
фамилия, инициалы

Нормоконтролер


подпись, дата

Шишмарев П.В.
фамилия, инициалы

Красноярск 2021