

В. И. Шаломов
V. I. Shalomov

**ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ
ПАРОТУРБИННЫХ УСТАНОВОК НОВОЙ СОВЕТСКО-ГАВАНСКОЙ
ТЕПЛОЭЛЕКТРОЦЕНТРАЛИ**

**PRELIMINARY ANALYSIS OF OPERATIONAL PARAMETERS OF STEAM TURBINE
UNITS OF THE NEW SOVIET GAVAN THERMAL POWER PLANT**

Шаломов Вячеслав Иванович – кандидат технических наук, доцент кафедры «Тепловые энергетические установки» Комсомольского-на-Амуре государственного университета (Россия, Комсомольск-на-Амуре); 681013, Хабаровский край, г. Комсомольск-на-Амуре, ул. Ленина, 27.

Vyacheslav I. Shalomov – PhD in Engineering, Associate Professor, Thermal Power Plants Department, Komsomolsk-na-Amur State University (Russia, Komsomolsk-on-Amur); 681013, Khabarovsk Territory, Komsomolsk-on-Amur, 27 Lenina str.

Аннотация. В работе рассмотрены конструктивные особенности основного оборудования и результаты предварительного анализа эксплуатационных показателей турбоустановок новой Советско-Гаванской теплоэлектростанции.

Summary. The paper considers the design features of the main equipment and the results of a preliminary analysis of the operational parameters of the turbine units of the new Soviet Gavan thermal power plant.

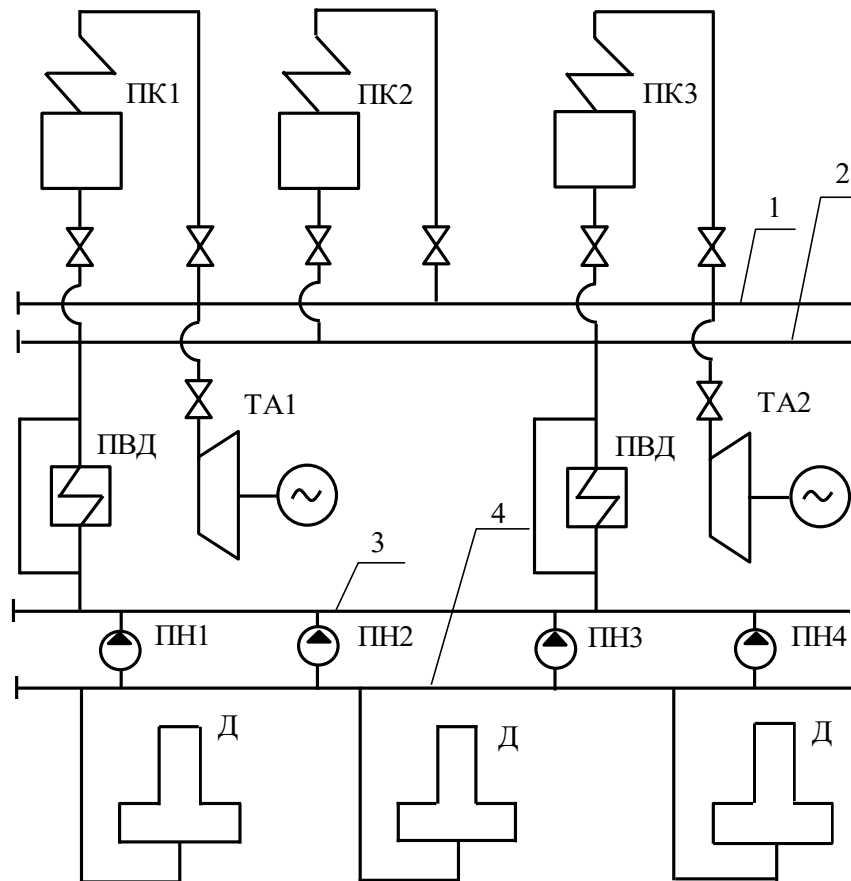
Ключевые слова: электрическая станция, установленная мощность, паровой котел, паровая турбина, тепловая схема, технико-экономические показатели.

Key word: electric station, installed capacity, steam boiler, steam turbine, thermal scheme, technical and economic indicators.

УДК 621.311

В сентябре 2020 года в Хабаровском крае введена в эксплуатацию новая электрическая станция – Советско-Гаванская ТЭЦ. Она расположена на берегу Охотского моря в городе Советская Гавань. Рост энергопотребления в Хабаровском крае составляет более 2 % в год, что должно сопровождаться опережающим развитием электроэнергетики. Новые генерирующие мощности Советско-Гаванской ТЭЦ позволят покрыть растущие потребности региона в электроэнергии и повысят надёжность энергоснабжения потребителей. Новая ТЭЦ с установленной электрической мощностью 126 МВт и тепловой мощностью 232 МВт построена на смену изношенной Майской ГРЭС, введённой в эксплуатацию в 1936 году. В год ТЭЦ в Советской Гавани будет вырабатывать 630 млн кВт·ч, что в три раза превышает выработку Майской ГРЭС. Электростанция станет надёжной основой для развития перспективного Советско-Гаванского промышленно-транспортного узла и свободного порта Ванино, где уже реализуется и планируется к реализации целый ряд проектов в области портовой инфраструктуры, переработки рыбы и морепродуктов.

Советско-Гаванская ТЭЦ – электростанция с поперечными связями (схема на рис. 1). ТЭЦ включает в себя 3 котельных агрегата типа Е-210-13,8-560 и 2 теплофикационные турбины Т-63-13/0,25. В состав схемы входят также три деаэратора питательной воды и четыре питательных насоса. В качестве топлива станция использует каменный уголь Ургальского месторождения марки «Г», расположенного в Хабаровском крае. Низшая теплота сгорания этого угля $Q_{\text{H}}^{\text{P}} = 18\,945$ кДж/кг.



1 – магистраль свежего пара; 2 – напорная питательная магистраль; 3 – напорный коллектор питательных насосов; 4 – всасывающий коллектор питательных насосов

Рис. 1. Схема питательных трубопроводов и трубопроводов свежего пара с поперечными связями:
 ПК – паровой котёл; ТА – турбоагрегат; ПВД – подогреватель высокого давления;
 ПН – питательный насос; Д – деаэратор

Паровой котёл (ПК) типа Е-210-13,8-560 КТС (модель ТПЕ-131), изготовленный ОАО «ЭМАльянс», имеет следующие технические данные: паропроизводительность 210 т/ч, рабочие параметры пара: давление 13,8 МПа, температура 560 °С, температура питательной воды 232 °С, КПД брутто при сжигании гарантийных углей 91,5 %. В конструкцию П-образного газоплотного котла с естественной циркуляцией внесены усовершенствования. Топка по форме близка к квадратному сечению. Горелки размещены в два яруса в углах топки. Тангенциальное расположение горелок обеспечивает вертикальное вихревое растянутое горение, благодаря чему снижается механический недожог и уменьшаются выбросы оксидов азота. Водоопускные трубы вынесены за пределы кожуха, что приводит к снижению гидравлического сопротивления и повышению надёжности циркуляции. Подумали конструкторы и о совершенствовании компоновки пароперегревателей. В верхней части топки под потолком установлен разреженный (с увеличенным шагом труб) радиационный перегреватель пара. Уменьшились температурные напоры на каждую ступень пароперегревателя – повысилась надёжность. Экономайзеры, где подогревается питательная вода до температуры, близкой к температуре насыщения, мембранного типа. Увеличен шаг между пакетами теплообменника. Такое решение позволило снизить вихреобразование за трубками и золовой износ. Газоплотная схема котла устраняет подсосы воздуха. За счёт уменьшения количества теплообменных труб снижается масса котла. Технический минимум производительности ПК 30 %.

Паровая турбина Т-63-13/0,25 теплофикационная с регулируемым и нерегулируемым отопительными отборами пара служит для привода турбогенератора ТВФ-63-2У3. Турбина изготов-

лена на Калужском турбинном заводе. Ресурс турбины 220 000 ч. Средняя наработка на отказ не менее 8000 ч. Регулировочный диапазон автоматического изменения мощности 30...100 % от номинальной. Как видим, нижний предел диапазона 30 % совпадает с техническим минимумом нагрузки ПК (30 %).

Основные характеристики турбины: номинальная электрическая мощность 63 МВт, номинальная частота вращения ротора 50 с^{-1} ; начальные параметры пара: давление 12,75 МПа, температура $555 \text{ }^\circ\text{C}$; расход свежего пара в турбину: в теплофикационном режиме (Т-режиме) 293,7 т/ч, в конденсационном режиме (К-режиме) 226 т/ч; температура питательной воды: в Т-режиме $232 \text{ }^\circ\text{C}$, в К-режиме $214 \text{ }^\circ\text{C}$, тепловая мощность отборов 116 МВт, расход сетевой воды $1980 \text{ м}^3/\text{ч}$, температура сетевой воды на входе/выходе из ПСГ $70/120 \text{ }^\circ\text{C}$, давление пара за турбиной при работе в Т-режиме 3,5 кПа, в К-режиме 6,7 кПа.

Турбина одноцилиндровая. Проточная часть состоит из 18 ступеней. Первая ступень является регулирующей и выполнена двухвенечной. Камерой регулируемого отопительного отбора за 14-й ступенью турбина делится на часть высокого давления (ЧВД) и часть низкого давления (ЧНД). ЧВД состоит из 14 ступеней, ЧНД – из 4 ступеней. За 12-й ступенью предусмотрен нерегулируемый отопительный отбор пара на верхний сетевой подогреватель. Принципиальная тепловая схема турбины изображена на рис. 2.

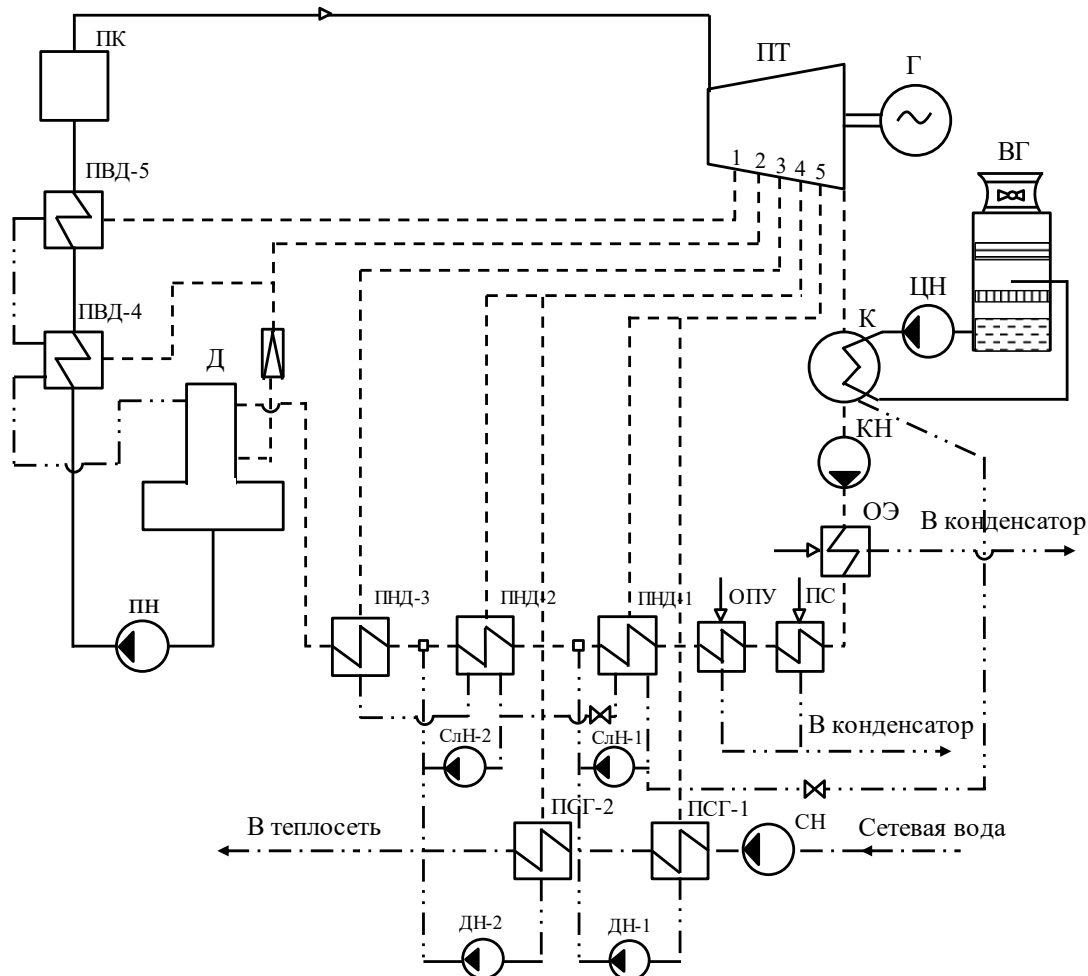


Рис. 2. Принципиальная тепловая схема ТУ Т-63-13/0,25: ПК – паровой котёл; ПТ – паровая турбина; ВГ – вентиляторная градирня; К – конденсатор; КН – конденсатный насос; ОЭ – охладитель эжектора; ПС – подогреватель сальниковый; ОПУ – охладитель пара уплотнений; ПНД – подогреватель низкого давления; СлН – сливной насос; СН – сетевой насос; ПСГ – подогреватель сетевой горизонтальный; ДН – дренажный насос; Д – деаэратор; ПН – питательный насос; ПВД – подогреватель питательной воды

Регенеративная установка. Регенеративные установки высокого и низкого давления обеспечивают подогрев питательной воды и основного конденсата паром, отбираемым из турбины. Регенеративная установка (РУ) низкого давления включает в себя сальниковый подогреватель, охладитель пара уплотнений, три ПНД, РУ высокого давления – деаэратор и два ПВД. Турбина имеет 5 отборов на регенерацию. Деаэратор по пару предвключён ПВД-1, т. е. получает пар по ответвлению из 2-го отбора. Давление в деаэраторе поддерживается постоянным с помощью регулирующего клапана 0,59 МПа. Отвод конденсата отборного пара (дренажного конденсата) из ПВД осуществляется по каскадной схеме под воздействием разности давлений в деаэраторе. Дренажный конденсат из ПНД-3 отводится каскадно в ПНД-2, из которого сливным насосом № 2 перекачивается в основной конденсатный тракт после ПНД-2. Конденсат греющего пара из ПНД-1 сливным насосом № 1 перекачивается в линию основного конденсата за ПНД-1. Дренажи из ОПУ, ПС и ОЭ отводятся в конденсатор. Все регенеративные подогреватели, кроме деаэратора, поверхностного типа. Деаэратор является контактным (смешивающим) подогревателем.

Конденсационная установка. Для конденсации отработавшего в турбине пара предусмотрен двухходовой конденсатор типа КП-3000-3 с техническими данными: площадь поверхности охлаждения 3000 м², максимальный расход пара (летом) 161,3 т/ч, расход охлаждающей воды 7000 т/ч, температура охлаждающей воды на входе в конденсатор 20 °С. В период работы турбины паровоздушная смесь удаляется из конденсатора основным паровоздушным эжектором марки ЭО-50М. Рабочий пар для эжектора в количестве 450 кг/ч отбирается из деаэратора. Пуск турбины обеспечивается пусковым паровоздушным эжектором ЭП-150/П. Для отсоса паровоздушной смеси и пара из уплотнений турбины в схеме предусмотрен эжектор с охладителем уплотнений. В зонах, находящихся под разрежением, применяется вакуумная арматура. Конденсат из конденсатора удаляется тремя конденсатными насосами. Уровень в конденсаторе поддерживается с помощью регуляторов уровня конденсата (РУК). Обслуживается конденсационная установка системой обратного технического водоснабжения с вентиляторной градирней. Это первый опыт применения вентиляторных градирен на Дальневосточных ТЭС. Сборная вентиляторная градирня трёхсекционная, с площадью орошения каждой секции 324 м², противоточная, с расходом охлаждаемой воды от 12 000 до 14 000 м³/ч. Температурный перепад между нагретой и охлаждённой водой около 12 °С. Градирня устанавливается на специальный бассейн. На корпусном каркасе градирни смонтированы диффузоры с вентиляторами осевого типа.

Сетевая установка предназначена для последовательного подогрева сетевой воды паром из отопительных отборов турбины. При ступенчатом подогреве сетевой воды паром двух отопительных отборов регулирование поддерживает заданную температуру сетевой воды за ПСГ-2 (верхней ступенью подогрева). При подогреве сетевой воды одним нижним отопительным отбором температура сетевой воды поддерживается за ПСГ-1 (нижней ступенью подогрева). Сетевая установка состоит из двух горизонтальных сетевых подогревателей ПСГ-1 и ПСГ-2 типа ПСГ-1400-0,3-1.6 с площадью поверхности теплообмена 1400 м². Подогреватель представляет собой горизонтальный поверхностный пароводяной теплообменный аппарат. ПСГ-1 питается паром из 5-го отбора в параллель с ПНД-1, ПСГ-2 – из 4-го отбора в параллель с ПНД-2. ПСГ-2 отключается от 4-го отбора запорной задвижкой. Отключение нижнего сетевого подогревателя от своего отбора не предусмотрено. ПСГ имеют организованный отсос паровоздушной смеси. Конденсат греющего пара из подогревателей дренажными насосами типа КсВ-125-140 перекачивается в линию основного конденсата: из ПСГ-1 – в точку смешения между 1-м и 2-м ПНД, из ПСГ-2 – в смеситель между 2-м и 3-м ПНД.

По итогам за 2021 г. энерговыработка турбогенераторов составила: ТГ-1 – 200 073 кВт·ч; ТГ-2 – 199 845 кВт·ч. Средняя электрическая мощность: ТГ-1 – 32,8 МВт; ТГ-2 – 36,9 МВт. Коэффициент использования электрической мощности: ТГ-1 – 36,25 %; ТГ-2 – 36,21 %. Средняя тепловая нагрузка: ТГ-1 – 14,3 МВт; ТГ-2 – 15,5 МВт. Число часов в работе: ТГ-1 – 6092 ч; ТГ-2 – 5415 ч. Число часов использования установленной мощности: ТГ-1 – 3333 ч; ТГ-2 – 3335 ч. Расход электроэнергии на собственные нужды – 4,96 %. Средний КПД котлов примерно 90 %.

Приведём в табл. 1 из суточной ведомости текущие показатели работы ТГ-1 при работе в теплофикационном режиме и расчётные номинальные параметры по данным завода-изготовителя.

Таблица 1

Технические показатели работы турбины

Название показателя	Текущие эксплуатационные значения параметров	Проектные номинальные значения параметров
Мощность, МВт	60	63
Начальное давление пара, МПа	12,35	12,75
Начальная температура пара, °С	552	555
Расход пара, т/ч	235	294
Давление в конденсаторе, кПа	4,4	3,5
Температура питательной воды, °С	214	232
Температура охлаждающей воды, °С	20	20

Для сравнительной оценки тепловой эффективности ТУ Т-63-13/0,25 на этапе опытной эксплуатации выполнены предварительные расчёты тепловой схемы турбины при работе на эксплуатационных и номинальных параметрах свежего пара на мощности 60 МВт. В расчётах сохранялись одинаковыми: тепловая нагрузка турбины $Q_T = 105$ МВт, температура питательной воды $t_{пв} = 214$ °С, расход пара в турбину $D_o = 71$ кг/с, расход пара в конденсатор $D_k = 14$ т/ч. Автоматизированный расчёт тепловой схемы ТУ построен на основе метода решения тепловых и материальных балансов [1] на базе сопряжённых компьютерных программ Mathcad и XStiem.

По расчётным данным, турбина работает с пониженным КПД по выработке электроэнергии (брутто), в частности, на 1,2 % меньше значения, соответствующего проектному варианту ТУ. Различие в удельных расходах условного топлива на выработку электроэнергии наглядно показано на графике (см. рис. 3).

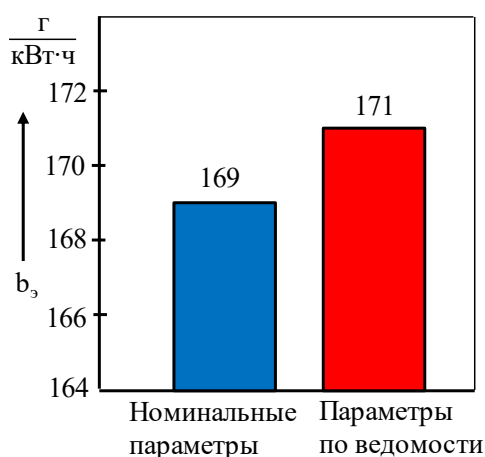


Рис. 3. Гистограмма изменения удельного расхода условного топлива

При мощности турбины 60 МВт перерасход условного топлива при работе на пониженных параметрах составляет 120 кг/ч, или 2,9 т/сутки.

Для оценки ожидаемых технико-экономических показателей при работе ТУ на номинальных параметрах в Т-режиме выполнен расчёт тепловой схемы при номинальной электрической нагрузке 63 МВт. Итоги расчёта приведены в табл. 2.

В табл. 2 видим, что расчётный показатель удельного расхода пара составляет 4,52 кг/(кВт·ч), что близко к проектному значению $d = 4,66$ кг/(кВт·ч). Удельный расход условного топлива по выработке электроэнергии равен значению, полученному выше (см. табл. 1), т. е. 169 г/(кВт·ч).

Для ориентировочной оценки энергетических показателей нетто примем, что расход электроэнергии на собственные нужды ПТУ составляет 5 %, в абсолютном вы-

ражении – 3,15 МВт. Тогда отпускаемая электрическая мощность равна 59,85 МВт. По расчёту КПД ТУ по выработке электроэнергии нетто получился $\eta_{ТУЭ}^{нетто} = 0,765$, а удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии нетто $b_3^{нетто} = 178$ г/(кВт·ч). Полный расход условного топлива на выработку электроэнергии нетто будет равен $B_{ЭУ}^{нетто} = 11\ 214$ кг/ч. Для паровых котлов Советско-Гаванской ТЭЦ калорийный эквивалент топлива по расчёту $\mathcal{E}_k = 0,65$. Если перейти к натуральному топливу, то его расход нетто $B_{ЭН}^{нетто}$ будет около 17 268 кг/ч. А удельный расход – $b_{ЭН}^{нетто} = 289$ г/(кВт·ч).

Таблица 2

Технико-экономические показатели при работе ТУ на номинальных параметрах с мощностью 63 МВт

Технико-экономический показатель	Условное обозначение	Единицы измерения	Значение показателя
Удельный расход пара	d	кг/(кВт·ч)	4,52
Удельный расход теплоты ТУ на выработку электроэнергии	$q_э$	кДж/(кВт·ч)	4471
КПД ТУ по выработке электроэнергии	$\eta_{туэ}$	-	0,805
КПД станции по выработке электроэнергии	$\eta_{эс}$	-	0,726
Удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии (брутто)	$b_э$	г/(кВт·ч)	169
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии (брутто)	$b_т$	кг/ГДж	38,59

Расход электроэнергии на собственные нужды станции – это нормативный показатель. Одним из основных потребителей энергии являются питательные насосы. На схеме трубопроводов (см. рис. 1) их четыре, каждый мощностью 2000 кВт. При одной работающей турбине в работе должны находиться два насоса.

К достоинствам тепловой схемы ПТУ можно отнести применение питательных электронасосов с гидравлической муфтой (гидропередачей). На Дальневосточных ТЭС при работе ТУ на частичных нагрузках регулирование подачи питательных насосов осуществляется дросселированием питательной воды в питательном клапане перед ПК. Известно, что этот способ отличается низкой экономичностью из-за потерь напора в дроссельном клапане при его частичном прикрытии. Гидравлическая муфта позволяет плавно уменьшать частоту вращения вала насоса при постоянной частоте вращения ротора приводного электродвигателя. Подача и напор насоса согласованно уменьшаются.

На станции нашли применение и частотно-регулируемые электроприводы. Ими снабдили вентиляторы градирни системы технического водоснабжения ПТУ. Одновременно в работе находятся три вентилятора мощностью 160 кВт каждый. К сожалению, заявленные в проекте электростанции решения по сливным насосам регенеративной установки низкого давления и дренажным насосам сетевых подогревателей с частотно-регулируемым электроприводом при строительстве станции не реализованы.

Вернёмся к схеме трубопроводов свежего пара и питательной воды с поперечными связями (см. рис. 1). Сопоставив значения паропроизводительности ПК (210 т/ч) и расхода пара в турбину в теплофикационном режиме (294 т/ч), видим, что один ПК работу одной турбины на номинальных параметрах не обеспечивает. Должен одновременно работать 2-й котёл с расходом пара 84 т/ч. Отсюда вывод, что, несмотря на наличие трёх котлов и двух турбин, 100-процентный котельный резерв на станции не обеспечивается. Более рациональным был бы вариант использования поперечной схемы секционного типа, когда один котёл работал бы на свою турбину [2]. Но для этого нужно было выбирать ПК с паропроизводительностью, равной расходу пара в турбину. Тогда и полное резервирование котлов получилось бы, и надёжность электростанции стала бы выше. При существующей схеме выход из строя одного из трёх котлов сразу приводит к снижению нагрузки одной из турбин.

Выводы.

1. На этапе опытной эксплуатации для обеспечения надёжности паротурбинных установок начальные параметры пара поддерживались немногим ниже номинальных, что, безусловно, отражалось на их тепловой экономичности.

2. В тепловой схеме ПТУ электростанции внедрены энергосберегающие технологии. Примером тому являются установка питательных насосов с гидромуфтами и применение частотно-регулируемых электроприводов для вентиляторов градирен системы технического водоснабжения.

3. В конструкции паровых котлов реализован ряд технических решений, обеспечивающих повышение энергетической эффективности и надёжности котлов, снижение выбросов оксидов азота.

4. Прикидочная оценка ожидаемых технико-экономических показателей при выходе ПТУ на номинальные параметры свежего пара и питательной воды, отработке вопросов эксплуатации тепломеханического и вспомогательного оборудования ТЭЦ показала, что удельный расход топлива, предусмотренный проектом, на отпускаемую электроэнергию (нетто) может составлять 289 г/(кВт·ч).

ЛИТЕРАТУРА

1. Рыжкин, В. Я. Тепловые электрические станции: учебник для вузов / В. Я. Рыжкин, под ред. В. Я. Гришфельда. – 3-е изд., перераб. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 328 с.
2. Елизаров, Д. П. Теплоэнергетические установки электростанций: учебник / Д. П. Елизаров. – М.: Энергия, 1967. – 255 с.