

**САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ
Энергомашиностроительный факультет**

**ОТЧЁТ
ПО ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ ПРАКТИКЕ**

Выполнил студент гр. 4037/1

А. В. Игнатьев

Руководитель, к.э.н., доцент

Р. В. Козлов

«__» _____ 2009 г.

**Санкт-Петербург
2009 г.**

Оглавление

Введение

В соответствии с учебным планом, авторы настоящего отчёта были направлены на прохождение производственной практики на базе ОАО «ТГК-1». Местом проведения практики была дирекция капитального строительства Правобережной ТЭЦ-5 (Санкт-Петербург).

Целями практики являлись: ознакомление с технологическими процессами электростанции; изучение устройства и принципа действия оборудования; ознакомление с организацией и техникой монтажа и ремонтного обслуживания; закрепление теоретических и практических знаний, полученных при изучении дисциплин специальности; получение навыков внедрения и использования информационных систем, действующих на станции, навыков работы с технической документацией; ознакомление с методами планирования производства, формами и методами сбыта продукции, обеспечения её конкурентоспособности.

В настоящий отчёт включена краткая характеристика существующей и строящейся части станции, принципиальная схема производства и отпуска тепловой и электрической энергии, а также сведения о составе сметной и проектной документации строительства.

1. Описание существующей станции

Правобережная ТЭЦ-5 филиала «Невский» ОАО «ТГК-1» расположена в С.-Петербурге на правом берегу реки Невы в юго-восточной части нежилой зоны «Нева». ТЭЦ осуществляет тепло- и электроснабжение жилищно-коммунального сектора и промпредприятий Невского района. Территория Правобережной ТЭЦ-5 делится на два участка: старая площадка на берегу р. Невы и новая площадка. На старой площадке в отдельном главном корпусе размещено оборудование, введенное в 1929-1930 гг: два турбогенератора на базе турбин П-32-26/7 (Метрополитен-Викерс) и шесть котлов паровых $D = 120$ т/ч (Бюттнер). На новой площадке в отдельном главном корпусе размещено оборудование блока №1 мощностью 180 МВт. В этом же здании находятся сетевые насосы первого подъема. Первый энергоблок с турбиной Т-180/210-130 и котлом Еп-670-140 введен в эксплуатацию в 2006 г. Также на новой площадке в отдельных зданиях находятся водогрейная (8 котлов КВГМ-100) и паровая (два котла Е-50-1,4ГМ) котельные. В здании водогрейной котельной расположена деаэрационно-подпиточная установка теплосети (5 вакуумных деаэраторов ДСВ-800), сетевые насосы второго подъема, подпиточные и регулировочные насосы.

Около здания водогрейной котельной расположены два бака-аккумулятора для ГВС емкостью по 10 000 м³. Здание паровой котельной примыкает к зданию химводоочистки.

В качестве основного топлива для ТЭЦ принят природный газ, резервного – мазут в количестве 900 тыс. т у. т. в год.

ТЭЦ работает по тепловому графику в отопительный период, по тепловому и электрическому графикам — в неотопительный период. Продолжительность характерных климатических периодов отражена в таблице 1. Блок №1 выдаёт 200 МВт электрической мощности брутто и до 260 Гкал/ч тепловой мощности; водогрейная и паровая котельная, соответственно, до 776,6 и 27,5 Гкал/ч. В таблице 2 приведены данные по тепловым нагрузкам ТЭЦ на 2007 г. и прогноз на 2015 г.

Таблица 1. Климатические режимы (по производственной программе ТЭЦ-5)

Наименование	Температура наружного воздуха, °С	Число часов работы оборудования за год
Максимально-зимний режим (МЗР)	–26	60
Режим при средней температуре самого холодного месяца (СХМ)	–7,8	1565
Средне-зимний режим (СЗР)	–1,8	3823
Средне-летний режим (СЛР)	+15	3312

Таблица 2. Тепловые нагрузки Правобережной ТЭЦ-5, Гкал/ч

Наименование		Режим			
		МЗР	СХМ	СЗР	СЛР
2007 г.	Отопление и вентиляция	819,8	415,8	283,0	0,0
	ГВС	156,2	156,2	156,2	124,9
	всего	976,0	571,9	439,2	124,9
2015 г.	Отопление и вентиляция	1144,4	580,4	395,1	0,0
	ГВС	218,0	218,0	218,0	174,4
	всего	1362,4	798,4	613,1	174,4

2. Вновь сооружаемые и реконструируемые объекты

Для покрытия возросших тепловых нагрузок, а также в целях повышения технико-экономических показателей станции принято решение дальнейшее ее развитие проводить с использованием современных парогазовых энергоблоков. В качестве второго энергоблока предполагается сооружение парогазовой установки ПГУ-450Т электрической мощностью 450 МВт и тепловой 300 Гкал/ч. ПГУ-450Т выполнена по схеме «дубль-блок» и включает в себя две газотурбинных установки ГТЭ-160 поставки ОАО «Силовые машины» (ЛМЗ) мощностью по 150 МВт, два паровых котла-утилизатора П-90 поставки ОАО «ЗиО Подольск» и одну паровую турбину Т-150-7,7 поставки ОАО «Силовые машины» (ЛМЗ) мощностью 150 МВт. Энергоблок сооружается в отдельно стоящем здании размером в плане 99,75×132 м (рис. 1).

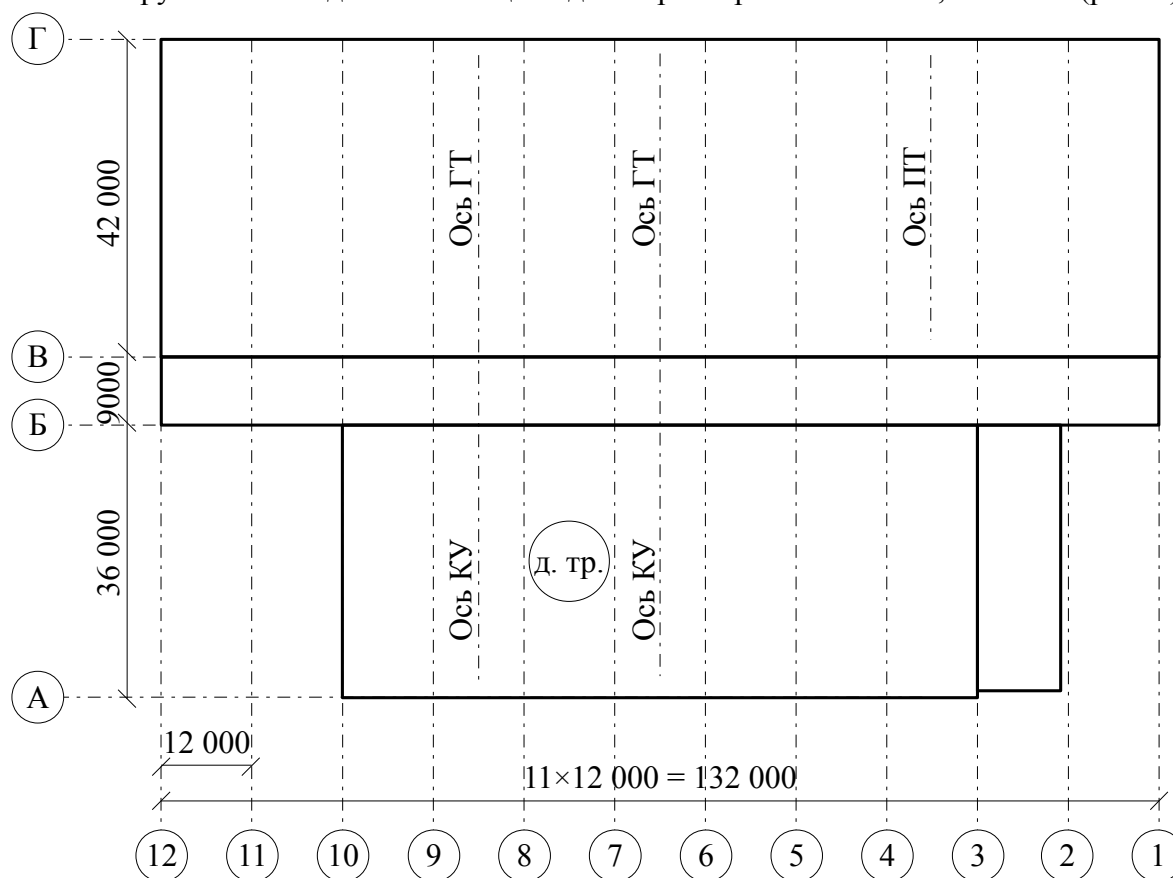


Рис. 1. План главного корпуса блока №2 в осях

Котлы-утилизаторы — двухконтурные, с принудительной циркуляцией. Компонировка КУ вертикальная. Теплофикационная паровая турбина двухцилиндровая, рассчитана на прием пара двух уровней давления, имеет два регулируемых отбора пара на теплофикацию.

Автономная работа ГТУ без котла-утилизатора в тепловой схеме ТЭЦ не предусмотрена. Котел-утилизатор генерирует пар высокого и низкого давлений. Для генерации пара питательная вода подается питательными насосами низкого давления в барабаны контура низкого давления котлов, питательными насосами высокого давления — в экономайзеры и далее в барабаны контура высокого давления котлов. Из барабанов вода циркуляционными насосами подается в испарительные поверхности котлов. Пар из барабанов высокого и низкого давления поступает в соответствующие пароперегреватели и далее подается в паровую турбину. Регулирования температуры пара как высокого, так и низкого давления на выходе из котлов не предусматривается.

Для снижения температуры уходящих газов котлов утилизаторов предусмотрены водоводяные теплообменники (ВВТО), охлаждаемые подпиточной водой теплосети (водой питьевого качества). Горячий конденсат, поступающий от газового подогревателя конденсата (ГПК), насосами рециркуляции подается в ВВТО, охлаждается подпиточной водой и вновь поступает на вход ГПК. Таким образом, расход конденсата через ГПК увеличивается, что приводит к снижению температуры уходящих газов до 100–110 °С, и, как следствие, к увеличению коэффициента использования теплоты топлива блоком. Предусматривается возможность работы блока с отключенными ВВТО, при этом температура уходящих газов составит 125–130 °С.

Пар контура ВД через 2 группы СРК поступает в ЦВД турбины, где расширяется и затем смешивается с паром контура НД. После ЦВД пар поступает в двухпоточный цилиндр низкого давления (ЦНД), где после двух ступеней каждого потока отсекается от конденсатора регулирующей диафрагмой и направляется в горизонтальный подогреватель сетевой воды ПСГ-1. ПСГ-2, расположенный последовательно по ходу сетевой воды за ПСГ-1, подключен к регулируемому отбору на выходе из ЦВД. Пар, не ушедший в теплофикационные отборы, из ЦНД поступает в конденсатор, где конденсируется на основном и встроенном пучках. Парораспределение турбины — дроссельное. Предусматривается возможность ее работы со скользящим давлением пара как высокого, так и низкого давления. Система регенерации не предусматривается.

Конденсат из конденсаторов паровой турбины конденсатными насосами первого подъема подается на блочную обессоливающую установку (БОУ), где проходит очистку. Наличие в схеме БОУ обусловлено высокими требованиями к качеству питательной воды для котлов-утилизаторов. Установлено два типа конденсатных насосов первого подъема: полного расхода и малого расхода. После БОУ конденсат конденсатными насосами второго подъема подается в конденсатор пара уплотнений (КПУ), и далее, в газовые подогреватели конденсата (ГПК) котлов утилизаторов. Регулирование температуры конденсата на входе в ГПК осуществляется с помощью рециркуляции части подогретого конденсата насосами рециркуляции ГПК.

Для питания деаэратора используется пар от паропроводов низкого давления котлов. При пусках и остановках для питания деаэратора используется пар из общестанционного коллектора собственных нужд.

В схеме предусматриваются следующие БРОУ и РОУ:

- Пуско-сбросная БРОУ — используется при пусках и остановках блока для отвода пара высокого давления в конденсатор.
- Теплофикационная РОУ — используется для отвода пара высокого давления в резервные сетевые подогреватели ПСВ-3,4 при работе блока с отключенной паровой турбиной.
- РОУ собственных нужд — используется для подачи пара в общестанционный коллектор пара собственных нужд.

Предусматривается также пускосбросной редукционный клапан для сброса пара низкого давления в конденсатор при пусках и остановках блока.

Теплофикационная установка блока ПГУ-450Т включает в себя не отключаемые по пару подогреватели сетевой воды ПСГ-1 и ПСГ-2, охладитель конденсата бойлеров (ОКБ), конденсатные насосы подогревателей сетевой воды, сетевые насосы первого подъема (СЭН-1), резервные подогреватели сетевой воды ПСВ-3 и ПСВ-4. На подогреватели сетевой воды ПСГ-1,2, ПСВ-3,4 блока №2 сетевая вода подается от напорного коллектора СЭН-1. После

подогревателей вода подается в водогрейную котельную на всас сетевых насосов второго подъема и далее на существующие водогрейные котлы.

В существующем главном корпусе блока №1 установлено 4 сетевых насоса первого подъема производительностью по 5000 м³/ч. В перспективе на 2015 г. суммарный расход сетевой воды составит 24 000 м³/ч, в связи с чем в главном корпусе блока №2 устанавливаются дополнительно 2 сетевых насоса по 5000 м³/ч.

Конденсат греющего пара ПСГ-2 отводится в ПСГ-1, затем конденсатными насосами подогревателей сетевой воды подается в охладитель конденсата бойлеров, охлаждаемый подпиточной водой теплосети. Затем конденсат поступает на БОУ.

Предусмотрена возможность работы блока при остановленной паровой турбине с отпуском тепловой энергии от двух подогревателей сетевой воды ПСВ-3, ПСВ-4.

Для подпитки теплосети на Правобережной ТЭЦ-5 используется вода питьевого качества, поступающая на ТЭЦ из горводопровода. В схеме для подогрева воды питьевого качества используется встроенный пучок конденсатора паровой турбины блока №1 и блока №2, а также подогреватель воды питьевого качества, в который вода поступает после встроенного пучка. Греющей средой в подогревателе является сетевая вода после ПСГ-2, которая, пройдя подогреватель, отводится на всас сетевых насосов I подъема. Следующая стадия подогрева воды питьевого качества осуществляется в ВВТО, греющей средой которого является конденсат.

Для удаления содержащегося в воде углекислого газа подогретая до 55 – 60°C исходная вода поступает на декарбонизаторы. Из бака декарбонизированной воды она насосами подается в вакуумные деаэраторы, греющей средой для которых является прямая сетевая вода. Из вакуумных деаэраторов вода поступает в деаэраторные баки, затем подпиточными насосами подается на всас сетевых насосов I подъема.

Для компенсации суточной неравномерности расхода воды на горячее водоснабжение предусматриваются аккумуляторные баки, в которые подпиточная вода поступает в период минимума нагрузок ГВС. В соответствии с техническим заданием, в дополнение к двум действующим бакам-аккумуляторам устанавливаются ещё два бака объемом по 10 000 м³.

Некоторые проектные параметры блока №2 приведены в таблице 3. Число часов использования установленной электрической мощности блока №2 за год составляет 6000 ч, из них в отопительный период 5280 ч. В неотапительный период тепловая нагрузка ГВС покрывается блоком №1, а блок №2 работает на номинальной электрической мощности, при этом предусматривается вывод блока №2 на ремонт сроком 1 мес.

Таблица 3. Параметры тепловой схемы блока №2

Наименование	ЕИ	МЗР	СХМ	СЗР	СЛР	МЗР с откл. ПТ
Электрическая мощность ПГУ (брутто)	МВт	445	453,5	470,5	463,7	346
Тепловая мощность ПГУ	Гкал/ч	316,4	331,5	327	81,9	402
Электрическая мощность ПТ	МВт	99,32	107,52	127,87	152,97	0
Расход топливного газа	т/ч	70,22	70,89	70,56	65,5	70,22
Расход пара высокого давления одного КУ	т/ч	413,9	440,2	445,9	436,5	413,2
Расход пара низкого давления одного КУ	т/ч	107,2	107,2	106,5	99,12	104,1
Расход пара в конденсатор	т/ч	27,7	26,35	34,71	534,2	0
Расход пара на ПСГ/ПСВ	т/ч	492,8	519,6	516,3	0	592,1
Расход воды на ПСГ/ПСВ	т/ч	5230	4365	7500	0	7500
Расход подпиточной воды (ДПУ)	т/ч	3963	3963	3963	2900	3963

Отпуск тепла на отопление и вентиляцию осуществляется по температурному графику 150/70 °С. Схема ГВС принимается открытая. В неотапительный период температура воды, отпускаемой на ГВС, составляет 75 °С.

3. Состав проектной документации

По заказу ОАО «Территориальная генерирующая компания №1» (ОАО «ТГК-1»), ОАО «Северо-Западный энергетический инжиниринговый центр» (ОАО «СевЗапНТЦ, филиал «СевЗапВнипиЭнергоПром-СевЗапЭнергоМонтажПроект») были выполнены работы по корректировке проекта и рабочей документации проекта строительства энергоблока №2 Правобережной ТЭЦ ОАО «ТГК-1».

Основным документом проекта на строительство (расширение, реконструкцию) объектов является технико-экономическое обоснование строительства. Содержание ТЭО соответствует СНиП 11-01-95. В него входят следующие разделы:

1. Общая пояснительная записка

Содержит основание для разработки проекта, исходные данные для проектирования, краткую характеристику предприятия; требования к составу оборудования и цели проекта; описание основных технических решений; сведения о нагрузках и показателях работы ТЭЦ (см. гл. 1, 2 наст. отчёта).

2. Генеральный план и транспорт

Описывает географическое положение и климатические условия на площадке строительства (климатический район IV по СНиП 23-01-99), рельеф площадки, положение на ней существующих и проектируемых объектов (см. приложение 2 наст. отчёта). Содержит основные планировочные решения, мероприятия по благоустройству территории; решения по расположению инженерных сетей и коммуникаций, прокладке автодорог; план годового грузооборота. К разделу прилагаются основные чертежи: ситуационный план с границами санитарно-защитных зон; план земляных масс; генеральный план; сводный план инженерных сетей.