

УТВЕРЖДАЮ

Директор ИДО

_____ С.И. Качин

« ____ » _____ 2008г.

ТЕПЛОВЫЕ И АТОМНЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ

Рабочая программа, методические указания и контрольные задания
для студентов специальности 140101 «Тепловые электрические станции»
Института дистанционного образования

Семестр	8	9	10
Лекции, часов	2	12	–
Лабораторные занятия, часов		4	–
Практические занятия, часов		4	–
Контрольная работа		1	–
Курсовая работа, часов		–	4
Самостоятельная работа, часов		102	120
Формы контроля		экзамен	зачет*

УДК 621.311.22

Тепловые и атомные электрические станции: рабочая программа, методические указания и контрольные задания для студентов спец. 140101 «Тепловые электрические станции» ИДО / Сост. Л. А. Беляев, А. С. Матвеев. – Томск: Изд. ТПУ, 2008. – 27с.

Рабочая программа, методические указания и контрольные задания рассмотрены и рекомендованы к изданию методическим семинаром кафедры атомных и тепловых электрических станций « ____ » _____ 2008 года, протокол № ____.

Зав. кафедрой, доцент, к. т. н. _____ Л. А. Беляев

Аннотация

Рабочая программа, методические указания и контрольные задания по дисциплине «Тепловые и атомные электрические станции» предназначены для студентов специальности 140101 «Тепловые электрические станции» Института дистанционного образования. Данная дисциплина изучается два семестра.

Приведено содержание основных тем дисциплины, указаны перечень лабораторных работ и темы практических занятий. Приведены варианты заданий для контрольной работы. Даны методические указания по выполнению контрольной работы.

1. ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ УЧЕБНОЙ ДИСЦИПЛИНЫ

1.1. Цель преподавания дисциплины

Дисциплина «Тепловые и атомные электрические станции» относится к циклу специальных дисциплин в Государственном образовательном стандарте по направлению 140100 «Теплоэнергетика» специальности 140101 «Тепловые электрические станции».

Процессы преобразования теплоты природных источников в электроэнергию и теплоту для потребителей занимают важнейшее место в человеческой деятельности, определяя жизненный уровень населения государства, а также уровень промышленности. Данная дисциплина рассматривает технологию осуществления процесса преобразования энергии на крупных источниках энергии, их экономичность, возможные пути совершенствования производства энергии, т.е. те вопросы, которые необходимо знать инженерам специальности 140101 «Тепловые электрические станции».

1.2. Задачи изложения и изучения дисциплины

После изучения данной дисциплины студент должен:

иметь представление:

- о топливно-энергетических ресурсах планеты и ее регионов;
- о тенденциях развития энергетики, связанной с производством электроэнергии и теплоты;
- о современных методах проектирования и эксплуатации теплоэнергетического оборудования, позволяющих реализовывать эффективные и экономичные технологии, обеспечивающие высокие показатели надежности и безопасности;
- о нетрадиционных методах получения и преобразования энергии;

знать:

- требования к установкам производящим электроэнергию и теплоту;
- показатели общей экономичности источников полезной энергии;
- технологические схемы производства электрической и тепловой энергии, схемы и конструкции паротурбинных установок ТЭС и АЭС и их вспомогательного оборудования;
- методы оценки основных технико-экономических показателей теплоэнергетических установок;

иметь навыки:

- определения параметров термодинамических циклов и показателей тепловой экономичности;
- анализа количественного влияния различных факторов на экономичность источников централизованного производства электроэнергии и теплоты;
- расчета тепловых схем электростанций и выбора оборудования.

1.3. Перечень дисциплин, усвоение которых необходимо при изучении данной дисциплины

Данная дисциплина основывается на дисциплинах естественнонаучного и общепрофессионального циклов, таких как:

- «Механика жидкости и газа».
- «Теоретические основы теплотехники».
- «Материаловедение».
- «Прикладная механика».
- «Теоретическая механика».

2. СОДЕРЖАНИЕ ТЕОРЕТИЧЕСКОЙ ЧАСТИ ДИСЦИПЛИНЫ

2.1. Введение

Предмет и задачи курса. Современное состояние и проблемы энергетики в области производства электроэнергии и теплоты. Централизованное и децентрализованное производство энергии.

Роль системного анализа при изучении дисциплины.

2.2. Топливо-энергетические ресурсы

Энергетические ресурсы: возобновляемые и невозобновляемые. Топливо: органическое и ядерное. Мировые и отечественные энергетические ресурсы. Территориальное расположение энергетических ресурсов.

Топливные циклы: производство, транспорт, использование, отходы. Сравнение ядерного топливного цикла и цикла органического топлива.

Проблемы и перспективы использования энергетических ресурсов в энергетике.

2.3. Потребители электроэнергии и теплоты

Типы потребителей электроэнергии. Графики электрической нагрузки: хронологические и по продолжительности; суточные, сезонные и годовые. Потери энергии в линиях электропередачи. Характеристики графиков нагрузки: коэффициенты неравномерности и заполнения; выработка электроэнергии; число часов использования установленной мощности.

Потребители теплоты: промышленные, коммунально-бытовые, горячее водоснабжение. Параметры теплового потребления. Графики теплового потребления.

2.4. Технологические схемы комбинированного и раздельного производства электроэнергии и теплоты

Типы тепловых электростанций. Станции на органическом топливе с паротурбинными установками. Конденсационные электростанции: простейшая схема, станции с промежуточным перегревом и регенеративным подогревом питательной воды. Теплоэлектроцентрали: с противодавленческими установками; с конденсационными установками с регулируемыми отборами

пара; отпуск теплоты из нерегулируемых отборов. Энергетический и материальный баланс станции на органическом топливе. Диаграммы потоков энергии.

Атомные электростанции. Типы реакторов, используемых в энергетике. Схемы АЭС с различными типами реакторов. Сепарация влаги и процесс расширения пара в турбине.

Газотурбинные установки (ГТУ): простейшая схема ГТУ; схемы ГТУ со ступенчатым подводом тепла и ступенчатым сжатием; регенерация тепла в ГТУ.

Парогазовые установки (ПГУ): ПГУ с утилизацией тепла отработавших газов ГТУ; ПГУ с высоконапорным парогенератором; ПГУ на комбинированном рабочем веществе.

2.5. Показатели общей и тепловой экономичности ТЭС

Основные требования, предъявляемые к источникам энергии: экономичность (себестоимость, тариф, расчетные затраты); надежность и методы ее достижения; экологичность.

Показатели тепловой экономичности (ПТЭ) конденсационных тепловых и атомных электростанций: КПД, удельный расход топлива, удельный расход условного топлива.

Особенности определения показателей тепловой экономичности теплоэлектроцентрали (ТЭЦ). Экономия топлива при комбинированном производстве энергии. Коэффициент недовыработки мощности и коэффициент ценности тепла. Разделение расходов тепла и топлива на производство отдельных видов энергии. ПТЭ по выработке электроэнергии и теплоты на ТЭЦ. Теплофикационная и конденсационная электрические мощности ТЭЦ. Удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении.

2.6. Параметры пара на тепловых электростанциях

Начальные параметры пара на ТЭС. Влияние начальных параметров на тепловую экономичность: КПД цикла, внутренний относительный КПД, сопряженные параметры. ТЭС со сверхкритическими параметрами.

Промежуточный перегрев пара. Экономичность установки с промежуточным перегревом пара. Оптимальные давление и температура промежуточного перегрева. Двухступенчатый перегрев пара и область его применения. Начальные параметры и промежуточный перегрев пара на ТЭЦ. Паровой промежуточный перегрев.

Начальные параметры пара и материалы оборудования ТЭС. Влияние начальных параметров и промежуточного перегрева на капитальные затраты.

Начальные параметры пара, промежуточный перегрев и сепарация влаги на АЭС.

Конечное давление. Факторы, определяющие выбор конечного давления: расход охлаждающей воды; температура охлаждающей воды; площадь теплопередающей поверхности конденсатора; выхлопная площадь турбины.

2.7. Регенеративный подогрев питательной воды (РППВ)

Сущность регенеративного подогрева питательной воды - внутри-станционная теплофикация. Тепловая экономичность установки с РППВ. Типы регенеративных подогревателей, теплопередача и недогрев. Влияние температуры питательной воды на эффективность РППВ при одно- и многоступенчатом подогреве. Распределение подогрева по ступеням. РППВ в установках с промежуточным перегревом.

Регенеративный подогрев питательной воды на ТЭЦ.

Схемы включения регенеративных подогревателей.

2.8. Отпуск теплоты внешним потребителям

Отпуск технологического пара. Открытая и закрытая схемы отпуска пара. Паропреобразователи.

Отпуск тепла на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение. Температурный график теплосети. Коэффициент теплофикации. Сетевая подогревательная установка. Расчет сетевой установки.

2.9. Баланс пара и воды. Восполнение потерь рабочего тела

Баланс пара и воды на КЭС. Внутренние и внешние потери рабочего тела. Непрерывная продувка. Химическая и термическая подготовка добавочной воды. Одно- и двухступенчатые испарительные установки. Конденсатор испарителя. Включение испарительной установки в схему. Конструкции испарителей.

Выбор метода подготовки добавочной воды, технико-экономическое сравнение различных методов.

Схемы, баланс пара и воды на ТЭЦ. Выбор способа отпуска технологического пара и воды на ТЭЦ. Выбор способа отпуска технологического пара и способа восполнения потерь.

2.10. Деаэрационные и питательные установки

Термическая деаэрация воды. Типы деаэраторов, используемых на ТЭС. Схемы включения деаэраторов питательной воды. Деаэрация добавочной воды, подпиточной воды теплосети. Бездеаэрационные схемы паротурбинных установок.

Питательные насосы. Мощность, затрачиваемая на привод питательных насосов. Типы привода питательных насосов. Методика выбора привода насоса. Схемы включения турбопривода. Бустерные насосы. Двухподъемная схема включения питательных насосов.

2.11. Составление и методика расчета принципиальной тепловой схемы паротурбинной электростанции

Содержание принципиальной тепловой схемы (ПТС). Основы составления ПТС. Задачи расчета тепловой схемы.

Методы расчета ПТС: прямая и обратная задачи; энергетический метод и метод коэффициентов ценности тепла; аналитический метод и метод последовательных приближений. Этапы расчета ПТС. Погрешность расчета. Особенности расчета ПТС атомных электростанций.

Расчет тепловых схем методом коэффициентов ценности теплоты. Понятие коэффициентов изменения мощности (КИМ) и коэффициентов ценности теплоты (КЦТ). Определение КИМ и КЦТ. Задачи, решаемые методом КИМ и КЦТ.

2.12. Режимы работы ТЭС с паротурбинными установками

Понятие маневренности и мобильности электростанции. Регулируемый диапазон работы оборудования ТЭС с ПТУ. Термические напряжения в оборудовании ТЭС при пуске и изменении режима. Допустимая скорость набора нагрузки. Энергетические характеристики оборудования ТЭС. Энергетические характеристики теплофикационных турбоустановок.

2.13. Газотурбинные и парогазовые электростанции

Влияние начальных параметров на экономичность ГТУ. Методы повышения экономичности ГТУ. Маневренность и мобильность газотурбинных установок.

Установки комбинированного - парогазового цикла: КПД установки; влияние экономичности газотурбинной и паротурбинной частей на интегральный КПД. Соотношение мощностей ПГУ утилизационного цикла. Тепловые схемы парогазовых установок.

2.14. Выбор основного и вспомогательного оборудования

Установленная, располагаемая, рабочая и резервная мощности электростанций. Виды резерва. Надежность работы оборудования. Коэффициент готовности. Основы выбора числа, типа и мощности (паропроизводительности) турбин и парогенераторов, блоков. Выбор схем подготовки топлива, оборудования пылеприготовления. Выбор типа, числа, производительности и мощности привода вентиляторов и дымососов.

Выбор теплообменников и насосов турбинного отделения.

Поверочный тепловой и гидравлический расчеты теплообменного оборудования турбинного отделения.

2.15. Полная развернутая тепловая схема электростанции

Содержание развернутой (полной) тепловой схемы ТЭС (РТС). Технологические структуры ТЭС и их сравнение. Схемы главных паропроводов и трубопроводов питательной вода. Элементы полных тепловых схем: схемы подсоединения оборудования, обводные и разгрузочные линии, дренажные трубопроводы. Пусковые схемы блоков. Примеры полных тепловых схем блоков и неблочных электростанций.

2.16. Техническое водоснабжение

Потребности технической воды на ТЭС. Источники водоснабжения. Системы технического водоснабжения. Сооружения и устройства системы технического водоснабжения: насосные станции, насосы, водоводы, градирня, брызгальные бассейны, пруды охладители. Методика расчета устройств отвода тепла в окружающую среду. Потери теплоносителя. Воздушное охлаждение. Выбор системы технического водоснабжения.

2.17. Компоновка главного корпуса электростанции. Выбор площадки и генеральный план электростанции

Требования к компоновке главного здания. Типы компоновок ТЭС. Общие принципы компоновок главного здания. Компоновка оборудования машзала, котельного отделения, бункерного к деаэрационного отделений. Грузоподъемные механизмы и монтажные площадки, размещение щитов управления, связь главного корпуса с другими производственными помещениями. Типовые проекты главных зданий. Примеры типовых компоновок. Технико-экономические показатели различных компоновок.

Выбор площади ТЭС. Требования к площадкам. Генеральный план электростанции. Технико-экономические показатели компоновок генплана. Примеры компоновок генерального плана ТЭС.

2.18. Перспективы развития технологии производства электроэнергии и теплоты

Особенности развития централизованного производства электроэнергии и теплоты в переходный период развития экономики государства.

3. СОДЕРЖАНИЕ ПРАКТИЧЕСКОГО РАЗДЕЛА ДИСЦИПЛИНЫ

3.1. Тематика практических занятий

9 семестр. *Расчет показателей тепловой экономичности КЭС и ТЭЦ (4 часа).*

10 семестр. *Расчет показателей тепловой экономичности ГТУ и ПГУ (4 часа).*

3.2. Перечень лабораторных работ

В девятом семестре выполняются 2 лабораторные работы:

1. Исследование влияния начальных и конечных параметров пара на экономичность циклов паротурбинных установок – 2 часа.

2. Исследование эффективности регенеративного подогрева питательной воды на ТЭС – 2 часа.

4. КОНТРОЛЬНАЯ РАБОТА

4.1. Общие методические указания

Учебным планом предусматривается выполнение контрольной работы. В контрольной работе необходимо решить **3 задачи** и **ответить на 3 теоретических вопроса**.

При выполнении контрольной работы следует помнить, что номер варианта, подлежащего выполнению, выдается преподавателем на установочной лекции. Если студент не посетил установочную лекцию, то номер варианта он определяет по номеру зачетной книжки. Варианты указываются в таблице исходных данных к каждой задаче.

4.2. Варианты контрольных заданий и методические указания

Задача № 1

Промежуточный перегрев пара на ТЭС

Определить оптимальное давление промежуточного перегрева пара p_{III} при заданных начальных (p_0, t_0) и конечных (p_K) параметрах пара для теоретического цикла станции. Температура промежуточного перегрева равна начальной $t_{\text{III}} = t_0$. Исходные данные к задаче № 1 приведены в таблице 1.

Сравнить значения конечной степени сухости для циклов без промежуточного перегрева и с промежуточным перегревом при оптимальном значении p_{III} . В расчетах учесть работу питательного насоса.

Таблица 1

Исходные данные к задаче № 1

№ вар.	Исходные данные			№ вар.	Исходные данные		
	p_0 , МПа	t_0 , °С	p_K , кПа		p_0 , МПа	t_0 , °С	p_K , кПа
1	13,0	540	3,5	21	15,0	520	3,0
2	14,0	550	4,5	22	15,5	530	4,0
3	13,5	560	3,5	23	16,0	540	3,0
4	14,5	560	5,5	24	16,5	550	3,0
5	15,0	540	3,5	25	23,0	520	3,0
6	16,0	540	4,5	26	23,5	530	4,0
7	15,5	550	3,5	27	24,0	540	3,0
8	16,5	560	4,0	28	24,5	550	3,0
9	17,0	540	3,5	29	23,0	540	3,5
10	17,5	550	4,5	30	23,5	550	4,5

№ вар.	Исходные данные			№ вар.	Исходные данные		
	p_0 , МПа	t_0 , °С	p_K , кПа		p_0 , МПа	t_0 , °С	p_K , кПа
11	18,5	560	3,5	31	24,0	560	3,5
12	18,0	560	5,0	32	24,5	540	3,5
13	19,0	540	3,0	33	15,5	510	3,5
14	19,5	540	4,0	34	16,5	520	4,0
15	20,5	550	3,0	35	17,0	560	2,5
16	20,0	560	4,0	36	17,5	560	3,5
17	21,0	540	3,0	37	16,5	560	3,5
18	21,5	530	4,0	38	23,0	570	3,5
19	22,5	550	3,0	39	23,5	560	4,5
20	22,0	560	4,0	40	24,0	530	3,5

Методические указания к задаче № 1

Рекомендуется для цикла с начальными параметрами пара p_0 , t_0 и конечным давлением p_K взять 4-5 промежуточных значения давления в промежуточном пароперегревателе, просчитать термический КПД цикла и построить зависимость $\eta_t = f(p_{\text{III}})$. Максимальное значение η_t на графике соответствует оптимальному p_{III} .

Термический КПД должен учитывать нагрев воды в питательном насосе при идеальном процессе сжатия.

Задача № 2

Регенеративный подогрев питательной воды

Паротурбинная установка с начальными параметрами p_0 , t_0 и конечным давлением p_K работает по циклу Ренкина с двухступенчатым регенеративным подогревом питательной воды. Тип подогревателя (смешивающий (СМ) или поверхностный (ПВ)) и относительный внутренний КПД проточной части турбины η_{oi} указаны в таблице 2.

Вариантными расчетами абсолютного внутреннего КПД установки в зависимости от температуры воды на входе в парогенератор определить термодинамически оптимальную температуру питательной воды. Расчеты выполнить для **двух вариантов** тепловой схемы ПТУ:

1. Схема без промежуточного перегрева пара.
2. При введении в схему ПТУ промежуточного перегрева пара при давлении $p_{\text{III}} = (0,15 \div 0,20) \cdot p_0$ и температуре $t_{\text{III}} = t_0$.

Повышением энтальпии воды в питательном насосе и потерями давления в пароперегревателе и трубопроводах от отбора до подогревателей пренебречь.

Таблица 2

Исходные данные к задаче № 2

№ вар.	Исходные данные					№ вар.	Исходные данные				
	p_0 , МПа	t_0 , °С	p_k , кПа	η_{oi}	Тип		p_0 , МПа	t_0 , °С	p_k , кПа	η_{oi}	
1	13,0	540	3,5	0,85	СМ	21	15,0	520	3,0	0,85	СМ
2	14,0	550	4,5	0,86	ПВ	22	15,5	530	4,0	0,86	ПВ
3	13,5	560	3,5	0,87	СМ	23	16,0	540	3,0	0,87	СМ
4	14,5	560	5,5	0,88	ПВ	24	16,5	550	3,0	0,88	ПВ
5	15,0	540	3,5	0,89	СМ	25	23,0	520	3,0	0,89	СМ
6	16,0	540	4,5	0,90	ПВ	26	23,5	530	4,0	0,90	ПВ
7	15,5	550	3,5	0,91	СМ	27	24,0	540	3,0	0,91	СМ
8	16,5	560	4,0	0,92	ПВ	28	24,5	550	3,0	0,92	ПВ
9	17,0	540	3,5	0,85	СМ	29	23,0	540	3,5	0,85	СМ
10	17,5	550	4,5	0,86	ПВ	30	23,5	550	4,5	0,86	ПВ
11	18,5	560	3,5	0,87	СМ	31	24,0	560	3,5	0,87	СМ
12	18,0	560	5,0	0,88	ПВ	32	24,5	540	3,5	0,88	ПВ
13	19,0	540	3,0	0,89	СМ	33	15,5	510	3,5	0,89	СМ
14	19,5	540	4,0	0,90	ПВ	34	16,5	520	4,0	0,90	ПВ
15	20,5	550	3,0	0,91	СМ	35	17,0	560	2,5	0,91	СМ
16	20,0	560	4,0	0,92	ПВ	36	17,5	560	3,5	0,92	ПВ
17	21,0	540	3,0	0,85	СМ	37	16,5	560	3,5	0,85	СМ
18	21,5	530	4,0	0,86	ПВ	38	23,0	570	3,5	0,86	ПВ
19	22,5	550	3,0	0,87	СМ	39	23,5	560	4,5	0,87	СМ
20	22,0	560	4,0	0,88	ПВ	40	24,0	530	3,5	0,88	ПВ

Методические указания к задаче № 2

Зависимость абсолютного внутреннего КПД установки с регенерацией η_i от температуры питательной воды $t_{ПВ}$ на входе в котел является параболической. Оптимальная температура $t_{ПВ}^{opt}$ соответствует максимальному значению КПД.

Для решения задачи рекомендуется составить схему установки и, принимая температуру питательной воды в диапазоне от температуры насыщения в конденсаторе до температуры насыщения в котле, для каждого значения $t_{\text{ПВ}}$ разбить равномерно нагрев воды по ступеням регенеративного подогрева воды, определить давления пара в каждом регенеративном подогревателе. Затем по h, s – диаграмме и таблицам воды и водяного пара найти параметры, составить и решить уравнения теплового и материального балансов для регенеративных подогревателей. Определить значения z_i .

В заключение построить зависимость η_i от $t_{\text{ПВ}}$ и по этой зависимости определить $t_{\text{ПВ}}^{\text{opt}}$.

Принять относительный расход свежего пара $\alpha_0 = 1$; расходы греющего пара на подогреватели определять в относительных единицах. Рекомендуемый недогрев в поверхностных подогревателях $\theta = 3 \div 7$ °С. Давление воды в поверхностных подогревателях принять $p_{\text{ПВ}} = (1,2 \div 1,3) \cdot p_0$.

Задача № 3

Комбинированное производство электроэнергии и тепла

Определить экономию топлива (ΔB) при отдельном и комбинированном производстве электроэнергии и тепла.

Состав отдельной установки:

- Паротурбинная установка с начальными параметрами $p_0^{\text{P}}, t_0^{\text{P}}$ и конечным давлением p_{K}^{P} работает по циклу Ренкина. Электрическая мощность $N_{\text{Э}}$, МВт. Относительный внутренний КПД проточной части турбины η_{oi}^{P} .
- Котельная установка (водогрейный котел) отпускает тепло потребителю с горячей водой в количестве Q_{T} , МВт. КПД котельной установки $\eta_{\text{КУ}}^{\text{P}}$.

Состав комбинированной установки:

- Паротурбинная установка с начальными параметрами $p_0^{\text{K}}, t_0^{\text{K}}$ и конечным давлением p_{K}^{K} . Электрическая мощность $N_{\text{Э}}$, МВт. Относительный внутренний КПД проточной части турбины η_{oi}^{K} . В турбине выполнен нерегулируемый отбор для отпуска тепла потребителю при давлении p_{T} , МПа. Количество отпускаемого потребителю тепла – Q_{T} , МВт. КПД котельной установки $\eta_{\text{КУ}}^{\text{K}}$.

Определить показатели тепловой экономичности для каждого типа установок:

- КПД установки по выработке электроэнергии – $\eta_{\text{Э}}^{\text{СТ}}$;

- удельный расход условного топлива по выработке электроэнергии –

$$b_{Э} = \left[\frac{\text{Г.у.т.}}{\text{кВтЧчас}} \right];$$

- КПД установки по отпуску тепла – $\eta_T^{СТ}$;
- удельный расход условного топлива по отпуску тепла -

$$b_T = \left[\frac{\text{кг.у.т.}}{\text{ГДж}} \right].$$

Исходные данные для задачи № 3 приведены в таблице 3 по вариантам.

Методические указания к задаче № 3

Потерями давления в трубопроводах и работой сжатия в насосах пренебречь.

Энтальпию питательной воды на входе в котельную установку определить с учетом подогрева при смешении основного конденсата с потоком конденсата отборного пара.

Распределение расхода топлива при комбинированном производстве электроэнергии и тепла произвести по физическому методу.

Таблица 3

Исходные данные к задаче № 3

№ вар-та	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$N_{Э}$, МВт	100	200	300	400	500	450	350	250	150	50
Q_T , МВт	70	80	130	160	250	175	55	75	60	20
Раздельная установка										
p_0^P , МПа	15,0	16,0	17,0	18,0	15,0	17,0	16,0	14	19,0	19,0
t_0^P , °С	540	550	540	550	540	550	540	550	540	550
p_K^P , кПа	3	4	5	3	3	4	5	3	3	4
η_{oi}^P	0,872	0,880	0,885	0,895	0,920	0,924	0,925	0,920	0,931	0,890
z_{KY}^P , %	90,5	89,5	91,5	92,0	92,5	92,5	92,0	92,5	92,0	89,0
Комбинированная установка										
p_0^K , МПа	9,0	12,0	15,0	12,0	11,0	12,0	15,0	11	17,0	16,0
t_0^K , °С	510	530	540	490	500	530	510	530	540	490
p_K^K , кПа	4	5	6	3	4	5	6	3	4	5
η_{oi}^K	0,842	0,860	0,865	0,865	0,890	0,904	0,905	0,900	0,901	0,870
z_{KY}^K , %	91,5	89,8	92,5	91,0	91,5	91,5	91,0	91,5	91,0	89,6
p_T , МПа	0,5	0,6	0,7	0,5	0,6	0,7	0,5	0,6	0,7	0,5

№ вар-та	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
$N_{\text{э}}, \text{МВт}$	120	220	320	420	520	420	320	220	120	90
$Q_{\text{т}}, \text{МВт}$	50	60	100	140	210	185	50	75	60	20
Раздельная установка										
$p_0^{\text{P}}, \text{МПа}$	15,5	16,5	17,5	18,5	15,5	17,5	16,5	14,5	19,5	19,5
$t_0^{\text{P}}, \text{°C}$	545	555	545	555	545	555	545	555	545	555
$p_{\text{к}}^{\text{P}}, \text{кПа}$	3	4	5	3	3	4	5	3	3	4
η_{oi}^{P}	0,876	0,886	0,886	0,896	0,926	0,926	0,926	0,926	0,936	0,896
$z_{\text{кУ}}^{\text{P}}, \%$	90,3	89,3	91,3	92,3	92,3	92,3	92,3	92,3	92,3	89,3
Комбинированная установка										
$p_0^{\text{K}}, \text{МПа}$	9,1	12,1	15,1	12,1	11,1	12,1	15,1	11,1	17,1	16,1
$t_0^{\text{K}}, \text{°C}$	490	480	470	520	450	450	450	430	440	430
$p_{\text{к}}^{\text{K}}, \text{кПа}$	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
η_{oi}^{K}	0,842	0,862	0,862	0,862	0,892	0,902	0,902	0,902	0,902	0,872
$z_{\text{кУ}}^{\text{K}}, \%$	91,5	89,8	92,5	91,0	91,5	91,5	91,0	91,5	91,0	89,6
$p_{\text{т}}, \text{МПа}$	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,2	0,3	0,4	0,5

№ вар-та	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
$N_{\text{э}}, \text{МВт}$	135	235	335	435	535	435	365	265	165	565
$Q_{\text{т}}, \text{МВт}$	78	88	138	168	258	178	58	78	68	28
Раздельная установка										
$p_0^{\text{P}}, \text{МПа}$	15,1	16,1	17,1	18,1	15,1	17,1	16,1	14,1	19,1	19,1
$t_0^{\text{P}}, \text{°C}$	515	525	535	530	515	515	525	535	505	565
$p_{\text{к}}^{\text{P}}, \text{кПа}$	4	3	6	5	4	3	6	5	4	3
η_{oi}^{P}	0,862	0,860	0,865	0,865	0,910	0,914	0,905	0,915	0,901	0,895
$z_{\text{кУ}}^{\text{P}}, \%$	90,5	89,5	91,5	92,0	92,5	92,5	92,0	92,5	92,0	89,0
Комбинированная установка										
$p_0^{\text{K}}, \text{МПа}$	9,0	12,0	15,0	12,0	11,0	12,0	15,0	11	17,0	16,0
$t_0^{\text{K}}, \text{°C}$	510	530	540	490	500	530	510	530	540	490
$p_{\text{к}}^{\text{K}}, \text{кПа}$	4	5	6	3	4	5	6	3	4	5
η_{oi}^{K}	0,842	0,860	0,865	0,865	0,890	0,904	0,905	0,900	0,901	0,870
$z_{\text{кУ}}^{\text{K}}, \%$	91,5	89,8	92,5	91,0	91,5	91,5	91,0	91,5	91,0	89,6
$p_{\text{т}}, \text{МПа}$	0,5	0,6	0,7	0,5	0,6	0,7	0,5	0,6	0,7	0,5

№ вар-та	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
$N_{Э}, \text{МВт}$	190	120	420	520	120	220	520	420	220	390
$Q_T, \text{МВт}$	60	50	100	150	100	185	50	75	60	220
<i>Раздельная установка</i>										
$p_0^P, \text{МПа}$	12,5	12,5	13,5	14,5	16,5	18,5	19,5	20,5	21,5	11,5
$t_0^P, \text{°C}$	565	545	545	555	545	555	545	555	545	555
$p_K^P, \text{кПа}$	3	4	5	3	3	4	5	3	3	4
η_{oi}^P	0,845	0,865	0,865	0,885	0,905	0,915	0,915	0,915	0,925	0,875
$z_{KY}^P, \%$	90,8	89,8	91,8	92,8	92,8	92,8	92,8	92,8	92,8	89,8
<i>Комбинированная установка</i>										
$p_0^K, \text{МПа}$	9,7	12,7	15,7	12,7	11,7	12,7	15,7	11,7	17,7	16,7
$t_0^K, \text{°C}$	495	485	475	525	455	455	455	435	445	435
$p_K^K, \text{кПа}$	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
η_{oi}^K	0,842	0,862	0,862	0,862	0,892	0,902	0,902	0,902	0,902	0,872
$z_{KY}^K, \%$	91,5	89,8	92,5	91,0	91,5	91,5	91,0	91,5	91,0	89,6
$p_T, \text{МПа}$	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,2	0,3	0,4	0,5

Теоретические вопросы

Номера теоретических вопросов на которые необходимо ответить в письменном виде приведены в таблице 4 по вариантам. Перечень теоретических вопросов по разделам изучаемой дисциплины приводится ниже.

Таблица 4

№ вар-та	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Вопрос 1	3.1	3.2	3.3	3.4	4.1	4.2	4.3	5.1	5.2	5.3
Вопрос 2	6.5	6.6	6.7	6.8	6.9	6.10	6.11	6.12	6.13	8.8
Вопрос 3	12.1	12.2	12.4	12.5	12.6	12.8	12.10	13.1	13.3	13.4

№ вар-та	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Вопрос 1	5.4	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	6.1	6.2	6.3	6.4
Вопрос 2	9.1	8.9	9.3	8.10	9.5	8.11	10.2	10.5	10.7	10.9
Вопрос 3	14.9	17.11	17.12	17.13	17.21	16.5	16.7	16.3	13.10	12.7

№ вар-та	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Вопрос 1	7.1	7.2	7.3	7.4	7.5	7.6	7.7	7.8	7.9	7.10

№ вар-та	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Вопрос 2	10.10	11.1	14.6	11.2	9.6	14.7	11.5	13.9	11.7	14.8
Вопрос 3	17.1	17.2	17.3	17.4	17.5	17.6	17.7	17.8	17.9	17.10

№ вар-та	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40
Вопрос 1	7.11	7.12	7.13	8.1	8.2	8.3	8.4	8.5	8.6	8.7
Вопрос 2	13.5	14.1	14.2	13.7	14.3	13.6	14.4	13.10	14.5	13.8
Вопрос 3	15.1	15.2	15.3	15.4	15.5	15.6	15.7	16.1	16.2	16.5

3. Потребители электроэнергии и теплоты

3.1. Что определяет суточный (месячный, годовой) хронологический график потребления?

3.2. Как строится годовой график электрической нагрузки по продолжительности?

3.3. Чем объясняется необходимость вырабатывать электроэнергии больше, чем требуется потребителям?

3.4. Какие существуют тепловые нагрузки?

4. Технологические схемы комбинированного и отдельного производства электроэнергии и теплоты

4.1. В чем разница между КЭС и ТЭЦ?

4.2. В чем заключается недостаток противоаварийной установки?

4.3. Какие основные технологические системы входят в состав ТЭС?

5. Показатели общей и тепловой экономичности ТЭС

5.1. Какие показатели определяют экономичность преобразования энергии на ТЭС?

5.2. Какие показатели характеризуют надежность производства энергии?

5.3. Чем объясняются относительно невысокие значения КПД КЭС?

5.4. Какие показатели характеризуют экономичность работы ТЭЦ?

5.5. Как рассчитывается выработка электроэнергии на тепловом потреблении?

5.6. Что обуславливает необходимость выработки двух систем показателей для ТЭЦ?

5.7. Чему равен КПД по производству электроэнергии у противоаварийной установки?

5.8. Почему комбинированное производство энергии более экономично, чем отдельное?

5.9. В чем сущность современной методики определения показателей тепловой экономичности ТЭЦ?

6. Параметры пара на тепловых электростанциях

- 6.1. Как влияет начальное давление на КПД цикла сухого насыщения пара?
- 6.2. Как влияет начальная температура пара на термический КПД цикла и внутренний относительный КПД турбины?
- 6.3. Как влияет начальное давление пара на термический КПД цикла и внутренний относительный КПД турбины?
- 6.4. Почему увеличение единичной мощности турбин повлекло за собой необходимость применения промежуточного перегрева пара?
- 6.5. Какие параметры называется «сопряженными»?
- 6.6. Чем объясняется существование оптимального давления промперегрева?
- 6.7. Достоинства и недостатки газового промежуточного перегрева.
- 6.8. Преимущества и недостатки парового промежуточного перегрева.
- 6.9. Почему применение промежуточного перегрева пара на ТЭЦ менее эффективно, чем на КЭС?
- 6.10. Будет ли различаться оптимальное давление промперегрева на КЭС и ТЭЦ с одинаковыми начальными параметрами?
- 6.11. Каким образом можно понизить конечное давление пара в процессе эксплуатации установки? Какая составляющая приведенных затрат изменится и почему?
- 6.12. Как влияет конечное давление на капитальные затраты и через какие элементы турбинной установки?
- 6.13. Как влияет конечное давление на эксплуатационные издержки?

7. Регенеративный подогрев питательной воды (РППВ)

- 7.1. В каких случаях наличие отбора пара для подогрева питательной воды не приводит к увеличению КПД станции?
- 7.2. Чем объясняется большая эффективность двухступенчатого подогрева по сравнению с одноступенчатым при одинаковой температуре питательной воды на входе в парогенератор?
- 7.3. Что общего между регенеративным подогревом питательной воды и теплофикацией? В чем различие между ними?
- 7.4. Почему выгоднее осуществлять отбор пара из «холодной» линии промперегрева, чем из «горячей»?
- 7.5. Преимущества и недостатки смешивающих регенеративных подогревателей по сравнению с поверхностными.
- 7.6. Какие факторы ограничивают количество применяемых в схемах ТЭС регенеративных подогревателей?
- 7.7. В чем заключается недостаток «каскадной» схемы слива дренажей?
- 7.8. За счет чего получается энергетический эффект от использования

охладителей дренажа?

7.9. Какие схемы включения охладителей пара существуют?

7.10. За счет чего получается энергетический эффект при использовании охладителя пара?

7.11. Почему в большинстве схем регенеративного подогрева питательной воды на АЭС не могут быть использованы охладители пара?

7.12. Почему на выходе из пароохладителя пар должен быть несколько перегрет?

7.13. В чем заключается энергетический эффект при замене поверхностных ПНД на смешивающие?

8. Отпуск теплоты внешним потребителям

8.1. В чем преимущество отпуска пара непосредственно из отборов турбин (по сравнению со схемами отпуска через паропреобразовательную установку, через РОУ)?

8.2. Какие факторы определяют количество отпускаемого тепла?

8.3. Как изменяется количество отпускаемого тепла на отопление и горячее водоснабжение в течение года?

8.4. В чем разница между количественным и качественным регулированием отпуска тепла? В каких случаях применяется тот или другой способ?

8.5. Почему ограничивают отпуск тепла из отборов турбины и часть тепла отпускают из пиковых устройств?

8.6. Как изменяется давление в регулируемом отборе турбины в зависимости от температуры наружного воздуха?

8.7. В чем преимущество отпуска тепла от многоступенчатой сетевой установки?

8.8. Какие факторы определяют выбор величины коэффициента теплофикации?

8.9. Каким образом в теплофикационных турбоустановках производится регулирование температуры прямой сетевой воды?

8.10. Каким образом в конденсационных турбоустановках производится регулирование температуры прямой сетевой воды?

8.11. Какие факторы влияют на величину минимального вентиляционного пропуска пара в конденсатор теплофикационных турбин?

9. Баланс пара и воды. Восполнение потерь рабочего тела

9.1. В каких случаях на ТЭС существуют внешние потери рабочего вещества?

9.2. В чем заключается принцип работы расширителя непрерывной продувки?

9.3. Какой эффект достигается установкой в схеме ТЭС непрерывной продувки?

9.4. Для каких целей на станции используются расширители непрерывной продувки?

9.5. Какое преимущество имеет использование испарителей с конденсатором испарителя по сравнению с конденсацией пара в регенеративных подогревателях?

9.6. Как действует многоступенчатая испарительная установка?

10. Деаэрационные и питательные установки

10.1. Какие законы положены в основу термической деаэрации воды?

10.2. Какие условия необходимо выполнять для нормальной работы деаэратора?

10.3. Какие преимущества дает схема с предварительным подогревом воды перед поступлением в деаэратор?

10.4. Каков принцип действия вакуумных деаэраторов?

10.5. В чем заключается недостаток и преимущества включения деаэратора по предвключенной схеме по сравнению со схемой включения деаэратора, как самостоятельного подогревателя?

10.6. Какие преимущества и недостатки имеет схема включения деаэратора на скользящем давлении?

10.7. Преимущества и недостатки двухподъемной схемы включения питательных насосов.

10.8. Почему при двухподъемной схеме на привод насосов затрачивается большая мощность по сравнению с одноподъемной схемой?

10.9. Почему включение питательных насосов по одноступенчатой схеме энергетически неэффективно?

10.10. Почему при больших единичных мощностях блока турбинный привод питательных насосов становится более эффективным?

11. Составление и методика расчета принципиальной тепловой схемы паротурбинной электростанции

11.1. Определите, что называется «принципиальной тепловой схемой электростанции»?

11.2. Какое оборудование входит в состав ПТС, а какое не входит?

11.3. Какие данные являются исходными для составления ПТС и выбора оборудования?

11.4. Какие цели преследует расчет ПТС?

11.5. Каким образом и для чего на ТЭС используется пар лабиринтных уплотнений и эжекторной установки?

11.6. В чем заключается различие между расчетом ПТС по аналитическому методу и методу последовательных приближений?

11.7. Какие основные этапы расчета ПТС и задачи их выполнения?

12. Режимы работы ТЭС с паротурбинными установками

12.1. Каким показателем оценивается напряженность работы электростанций?

12.2. Назовите факторы, определяющие маневренные характеристики

котлов и турбин.

12.3. Чем определяется регулировочный диапазон энергоблока?

12.4. Назовите способы прохождения минимальной нагрузки на ТЭС.

12.5. Назовите способы регулирования нагрузки энергоблоков, укажите достоинства и недостатки каждого из них.

12.6. Каково назначение основных элементов пусковой схемы блока мощностью 800 МВт?

12.7. Какие преимущества и недостатки имеет моторный режим работы энергоблока по сравнению с режимом ГВР?

12.8. Перечислите способы получения пиковой мощности, применяемые на ТЭС.

12.9. Поясните физический смысл удельного прироста расхода пара применительно к паровой характеристике турбоагрегата.

12.10. Покажите, как пользоваться диаграммой режимов при работе турбоустановки по электрическому графику.

13. Газотурбинные и парогазовые электростанции

13.1. Перечислить отличительные особенности газовой турбины от паровой и в каких режимах работы энергосистемы может эффективно использоваться газовая турбина?

13.2. Назвать детали газовой турбины, имеющие наихудшую надежность в эксплуатации.

13.3. Нарисовать принципиальную схему простой газотурбинной установки: а) с постоянным давлением сгорания; б) с постоянным давлением сгорания и с регенерацией тепла.

13.4. Изменится ли удельный расход газа (воздуха) при включении в простую схему газотурбинной установки с постоянным давлением регенератора тепла?

13.5. Какие требования предъявляются к газотурбинным установкам, предназначенным для покрытия пиков электрической нагрузки и как это сказывается на принципиальной схеме установки и ее экономичности?

13.6. Какие виды топлива используют в газотурбинных установках?

13.7. Дать отличие парогазовых станций с парогазовыми установками (ПГУ) и парогазовыми турбинами (ПГТ).

13.8. Как изменяется экономичность комбинированной ПГУ по сравнению с КПД каждой из установок в отдельности?

13.9. Нарисовать принципиальную схему утилизационной ПГУ и назвать ее элементы.

13.10. Нарисовать принципиальную схему ПГУ с высоконапорным парогенератором и назвать ее элементы.

14. Выбор основного и вспомогательного оборудования

14.1. Сформулируйте определение установленной, располагаемой рабочей и резервной мощностей.

- 14.2. Сформулируйте определение вращающегося резерва.
- 14.3. Влияет ли величина установленной мощности энергосистемы на выбор единичной резервной установленной мощности турбины?
- 14.4. Перечислите основные факторы, определявшие выбор типа, мощности к числа турбогенераторов, устанавливаемых на ТЭС.
- 14.5. Какие характеристики твердых топлив и как влияют на выбор схемы его подготовки?
- 14.6. Какие факторы влияют на выбор числа, типа и производительности вентиляторов и дымососов?
- 14.7. Перечислить составляющие общего напора, создаваемого питательным насосом.
- 14.8. В каком случае в тепловой схеме предусматривается установка бустерного насоса?
- 14.9. Как влияет степень загрязнения внутренней поверхности конденсаторных трубок на расход электроэнергии на собственные нужды турбинного цеха?

15. Полная развернутая тепловая схема электростанции

- 15.1. Назовите отличительные особенности полной и принципиальной тепловых схем.
- 15.2. Перечислить достоинства и недостатки блочных и секционных схем главных паропроводов.
- 15.3. Какие основные факторы определяют надежность схемы главных паропроводов?
- 15.4. Перечислите основные элементы питательных трубопроводов ТЭС.
- 15.5. Как обеспечивается отвод дренажа из ПВД в случае понижения давления в деаэраторе ниже давления дренажа?
- 15.6. Как обеспечивается отвод дренажа из подогревателя в случае выхода из строя дренажного насоса?
- 15.7. В каких случаях используется обводная линия ПВД?

16. Техническое водоснабжение

- 16.1. Перечислите параметры пара и воды, входящие в уравнение теплового баланса между отработавшим паром и охлаждающей водой в конденсаторе.
- 16.2. В каких пределах находится экономическая кратность охлаждения пара в конденсаторе?
- 16.3. Какие факторы влияют на глубину размещения водозабора?
- 16.4. Перечислите условия, которые необходимо обеспечить при создании водохранилищ-охладителей.
- 16.5. Почему на ТЭС в качестве охладителей в большинстве случаев применяют градирни?
- 16.6. Учитывается ли при выборе системы водоснабжения годовое

изменение температуры воды в источнике водоснабжения? Дать логическое обоснование вашего ответа.

16.7. Назвать преимущества и недостатки прямоточной системы водоснабжения по сравнению с оборотной.

16.8. Какая из систем водоснабжения позволяет получить более глубокий вакуум в конденсаторе?

16.9. Какие факторы влияют на выбор оптимальной кратности охлаждения и через какие составляющие приведенных затрат?

16.10. Назвать преимущества и недостатки блочной схемы водоснабжения перед централизованной?

16.11. Какой способ предотвращения обледенения используется в водоприемных устройствах?

16.12. Перечислить составляющие общего напора, создаваемого циркуляционным насосом в нагнетательном патрубке.

16.13. Перечислите факторы, определяющие требуемую для охлаждения площадь водохранилища?

16.14. Какими способами теплообмена происходит охлаждение воды в прудах-охладителях или водохранилищах?

17. Компоновка главного корпуса электростанции.

Выбор площадки и генеральный план электростанции

17.1. Перечислите состав главного корпуса.

17.2. Каким фактором определяется место установки мокрого золоуловителя?

17.3. Перечислите типы компоновок.

17.4. Назовите основные технико-экономические требования при выполнении компоновки главного корпуса.

17.5. Зависит ли от вида твердого топлива компоновка ТЭС?

17.6. Какими факторами определяется тип компоновки парогенераторной установки?

17.7. Какой угол наклона стенок бункера сырого угля принимают для угля и сланца, а также для торфа?

17.8. Каким фактором обуславливаются размеры бункеров сырого угля парогенераторного отделения ТЭС?

17.9. Какие расположения турбоагрегатов в машинном зале существуют?

17.10. Имеется ли связь между способами расположения турбоагрегата и грузоподъемностью мостового крана?

17.11. В каком случае выполняется 2-х пролетная компоновка машинного зала ТЭС?

17.12. Перечислите особенности компоновки ТЭС в южных районах.

17.13. Назвать основное санитарно-гигиеническое требование к компоновке главного корпуса ТЭС.

17.14.Перечислите основные условия выбора площадки для размещения ТЭС (КЭС и ТЭЦ).

17.15.На каком максимальном расстоянии от теплопотребителя допустимо размещение ТЭЦ?

17.16.На сколько метров ниже уровня планировки местности допустимо расположение уровня грунтовых вод?

17.17.Учитываются ли климатологические и метеорологические параметры при размещении ТЭС на местности?

17.18.Что включает в себя генплан ТЭС?

17.19.Назовите основной фактор в выборе правильного размещения сооружения ТЭС на генплане.

17.20.Учитывается ли размещение источника водоснабжения в расположении ОРУ на генплане ТЭС?

17.21.Перечислите отличительные особенности генплана ТЭЦ И КЭС.

5. КУРСОВАЯ РАБОТА

5.1. Методические указания по выполнению курсовой работы

В десятом семестре выполняется курсовая работа. Тематикой курсовой работы является проектирование тепловой схемы паротурбинной установки и определение ее показателей тепловой экономичности.

Бланк задания на курсовую работу приведен в приложении.

Задание на выполнение курсовой работы выдается в период лабораторно-экзаменационной сессии девятого семестра.

6. ПЕРЕЧЕНЬ РЕКОМЕНДУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

6.1. Литература обязательная

1. Стерман Л. С., Тишин С. Г., Лавыгин В. М. Тепловые и атомные электростанции. – М: Энергоатомиздат, 2000. – 486 с.
2. Тепловые электрические станции / В. Д. Буров, Е. В. Дорохов, Д. П. Елизаров и др. – М.: Изд. МЭИ, 2005. – 454 с.
3. Рыжкин В. Я. Тепловые электрические станции. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 328 с. (или издание: М: Энергия, 1976. – 448 с.)
4. Стерман Л. С., Шарков А. Т., Тевлин С. А. Тепловые и атомные электростанции. – М: Энергоатомиздат, 1988. – 486 с.
5. Маргулова Т. Х. Атомные электрические станции. – М: Высшая школа, 1995. – 268 с.

6.2. Литература дополнительная

6. Гиршфельд В. Я., Морозов Н. К. Тепловые электрические станции. – М.: Энергия, 1985. – 245 с.
7. Теплоэнергетика и теплотехника. Общие вопросы: справочник / под ред. В. А. Григорьева и В. М. Зорина. – М.: Энергия 1980. – 360 с.
8. Промышленные тепловые электростанции /под ред. В. Л. Соколова. – М.: Энергия, 1987. – 270 с.
9. Стационарные газотурбинные установки: справочник / под ред. Л. С. Арсеньева и Д. Н. Тырышкина. – Л.: Машиностроение, 1989. – 420 с.
10. Елизаров Д. П. Энергетические установки электрических станций. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 287 с.
11. Тепловые и атомные электростанции: справочник / под ред. В. А. Григорьева и В. М. Зорина. – М.: Энергоатомиздат, 1992. – 524 с.
12. Рихтер Л. А., Елизаров Д. П., Лавыгин В. М. Вспомогательное оборудование тепловых электростанций. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 215 с.

Бланк задания на курсовую работу

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ОБРАЗОВАНИЮ
 Государственное общеобразовательное учреждение высшего профессионального образования
 «ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»
 Кафедра атомных и тепловых электрических станций

УТВЕРЖДАЮ
 Зав. кафедрой АТЭС
 _____ Л.А.Беляев

«___» _____ 20__ г.

ЗАДАНИЕ № __
 на выполнение курсовой работы по дисциплине
 «Тепловые и атомные электрические станции»

Выдано студенту(ке) группы _____ на тему:

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЭНЕРГОБЛОКА ТЭЦ
 ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ МОЩНОСТЬЮ ___ МВт ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТЬЮ ___ МВт**

1. ОСНОВНЫЕ ЗАДАЧИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

- 1.1. Выбор и формирование исходной структуры принципиальной тепловой схемы (ПТС) турбоустановки по литературным источникам.
- 1.2. Расчет тепловой схемы ПТУ и определение показателей тепловой экономичности энергоблока.
- 1.3. Выбор основного и вспомогательного оборудования.
- 1.4. Представление полной тепловой схемы ПТУ выбранного варианта в виде чертежа.

2. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

- 2.1. Прототип, на который надо ориентироваться при разработке тепловой схемы:

- | | |
|---|--|
| 2.2. Электрическая мощность | $N_g = \underline{\hspace{2cm}} \text{ МВт}$ |
| 2.3. Тепловая мощность сетевых подогревателей | $Q_{om} = \underline{\hspace{2cm}} \text{ МВт}$ |
| Температурный график теплосети | $t_{nc}/t_{oc} = \underline{\hspace{2cm}} \text{ } ^\circ\text{C}$ |
| 2.4. Начальные параметры: давление | $P_0 = \underline{\hspace{2cm}} \text{ МПа}$ |
| температура | $t_0 = \underline{\hspace{2cm}} \text{ } ^\circ\text{C}$ |
| 2.5. Конечное давление | $P_k = \underline{\hspace{2cm}} \text{ МПа}$ |
| 2.6. Давления в нерегулируемых отборах турбины рассчитать, исходя из равномерного подогрева питательной воды и основного конденсата в подогревателях. | |
| 2.7. Давление в деаэраторе | $P_d = \underline{\hspace{2cm}} \text{ МПа}$ |
| 2.8. Температура питательной воды | $t_{ne} = \underline{\hspace{2cm}} \text{ } ^\circ\text{C}$ |
| 2.9. Отпуск технологического пара | $D_n = \underline{\hspace{2cm}} \text{ м}^3/\text{ч}, P_n = \underline{\hspace{2cm}} \text{ МПа.}$ |
| <i>Отпуск технологического пара осуществляется через паропреобразовательную установку. Определить место подключения ППУ самостоятельно.</i> | |
| 2.10. Особенности тепловой схемы: | |
| 2.10.1. Наличие смешивающих подогревателей: | _____ |
| 2.10.2. Подготовка добавочной воды для основного цикла: | _____ |
| 2.10.3. Подготовка добавочной воды для теплосети: | |

Атмосферный деаэрактор (ДА). Определить место подключения ДА самостоятельно. Потери сетевой воды _____ %.

- 2.10.4. Схема установки нагрева сетевой воды: _____
- 2.10.5. Наличие расширителя непрерывной продувки (Р) и охладителя продувки (ОП):
Определить самостоятельно
- 2.10.6. Особенности схемы слива дренажей:
ПВД с ОП и ОД, слив дренажа – каскадный;
ПНД с ОД – слив дренажа по комбинированной схеме

Объем пояснительной записки: 30-50 с. с включением в нее графического материала:

- принципиальная тепловая схема ПТУ;
- процессы расширения пара в турбине и турбоприводе в hs - диаграмме;
- расчетные схемы элементов принципиальной тепловой схемы ПТУ.

Объем графической части: полная тепловая схема ПТУ – 1 лист ф.А1.

3. РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ

- 3.1. Рассчитать сетевую подогревательную установку на расчетную температуру наружного воздуха.
- 3.2. Спроектировать тепловую схему на заданные параметры:
- уточнить состав и параметры расчетной принципиальной тепловой схемы;
- разбить нагрев воды по ступеням регенеративного подогрева воды и уточнить состав тепловой схемы.
- 3.3. Определить параметры пара, конденсата и воды во всех характерных точках схемы.
- 3.4. Рассчитать принципиальную тепловую схему энергоблока и определить показатели тепловой экономичности энергоблока.
- 3.5. Выбрать основное и вспомогательное оборудование паротурбинной установки.
- 3.6. Ответ на вопросы из списка теоретических вопросов, указанные преподавателем (3 вопроса).

4. ГРАФИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

- 4.1. Полная тепловая схема энергоблока.

5. РЕКОМЕНДУЕМАЯ ЛИТЕРАТУРА

- 5.1. Рыжкин В. Я. Тепловые электрические станции. – М.: Энергия, 1976. – 448 с.
- 5.2. Термодинамические свойства воды и водяного пара / С. Л. Ривкин и др. – М.: Энергия, 1975 (и более поздних лет).
- 5.3. Тепловые и атомные электрические станции: справочник /под ред. В. А. Григорьева и В. М. Зорина. – М.: Энергоиздат, 1982.
- 5.4. Антонова А. М., Воробьев А. В. Расчет показателей работы электростанций. Метод. указания для студентов направления 550900 «Теплоэнергетика», специальностей 100500 «Тепловые электрические станции» и 101000 «Атомные электрические станции и установки». – Томск: Изд. ТПУ, 2001. – 44 с.

Срок сдачи законченной курсовой работы на проверку «___» _____ 200__ г.

Задание принял к исполнению студент _____

Руководитель дисциплины _____

