

**Федеральное агентство по образованию**

**Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования**

**Северо – Западный государственный заочный технический университет**

**Кафедра теплотехники и теплоэнергетики**

**РЕЖИМЫ РАБОТЫ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ ТЭС И АЭС**

**Рабочая программа  
Задания на контрольные работы  
и методические указания к их выполнению**

**Факультет энергетический**

**Направление и специальность подготовки дипломированного специалиста:**

**650800 – теплоэнергетика**

**100500 – тепловые электрические станции**

**Санкт – Петербург  
2005**

Утверждено редакционно-издательским советом университета  
УДК 621.311.22 (075.8)

**Режимы работы и эксплуатация ТЭС и АЭС:** Рабочая программа, задания на контрольные работы и методические указания к их выполнению. - СПб.: СЗТУ, 2005. - 27 с.

Рабочая программа разработана в соответствии с требованиями государственных образовательных стандартов высшего профессионального образования по направлению подготовки дипломированного специалиста 650800 - «Теплоэнергетика» (специальность 100500 – «Тепловые электрические станции»).

В рабочей программе отражены вопросы эксплуатации современных энергоблоков КЭС, ТЭЦ и АЭС. Контрольные работы по определению потерь топлива в режимах пуска и останова энергоблока базируются на использовании методик расчета и норм пусковых потерь топлива блоков мощностью 160, 210 и 300 МВт, а также на умении студентами использовать многофакторные энергетические характеристики для определения показателей электростанции.

Рассмотрено на заседании кафедры теплотехники и теплоэнергетики 25 ноября 2004 г.; одобрено методической комиссией энергетического факультета 30 ноября 2004 г.

Рецензенты: кафедра теплотехники и теплоэнергетики СЗТУ (зав. кафедрой **З.Ф. Каримов**, д-р техн. наук, проф.); Центральный котлотурбинный институт (**А.В. Судаков**, д-р техн. наук, зам. ген. директора)

Составитель **П.А. Кругликов**, канд. техн. наук, доц.

## **ПРЕДИСЛОВИЕ**

Целью изучения курса «Режимы работы и эксплуатация ТЭС и АЭС» является усвоение студентами основ анализа некоторых режимных вопросов, связанных с эксплуатацией тепловых и атомных электростанций. Этот курс является завершающим в цикле теплоэнергетических дисциплин. Рабочая программа курса предусматривает анализ режимов работы и эксплуатации основного и вспомогательного оборудования. Рассматриваются режимы частичных нагрузок, пусковые режимы и аварийные ситуации. Дается анализ переходных режимов при нагружении энергоблоков и наборе нагрузки. Рабочая программа предназначена для студентов специальности 100500 – «Тепловые электрические станции».

### **1. СОДЕРЖАНИЕ ДИСЦИПЛИНЫ**

#### **1.1. СОДЕРЖАНИЕ ДИСЦИПЛИНЫ ПО ГОС**

СД.07. Графики нагрузок и режимы работы электростанций; эксплуатация энергоблоков и станций с поперечными связями при стационарных нагрузках, режимные карты и нормативные характеристики энергоблоков; работа основного и вспомогательного оборудования в переходных режимах и на частичных нагрузках; маневренные характеристики оборудования; регулировочный диапазон энергоблоков тепловых электростанций (ТЭС) и способы его расширения; основные факторы, определяющие регулировочный диапазон; эксплуатация оборудования ТЭС при участии в регулировании графиков нагрузки; остановочно-пусковые и другие способы вывода оборудования в резерв; пусковые схемы и технология пусков из различных состояний; температурные напряжения в элементах оборудования в переходных режимах; эксплуатация масляного хозяйства и маслосистем; эксплуатация систем технического водоснабжения ТЭС; эксплуатация топливно-транспортного хозяйства и систем гидрозолоудаления; особенности эксплуатации оборудования тепловых электроцентралей (ТЭЦ); диаграммы режимов агрегатов с регулируемыми отборами; особенности участия теплофикационных агрегатов в регулировании графика электрической нагрузки; перегрузочные возможности основного оборудования ТЭС; правила и нормы технической эксплуатации ТЭС; аварийные режимы ТЭС.

## **1.2. РАБОЧАЯ ПРОГРАММА**

(объем дисциплины 200 часов)

### **ВВЕДЕНИЕ**

[1], с. 4...8, 16...18; [6], с. 115...122, 158...160, 168...169, 176...177, 181...182, 216...220, 273...278

Энергетика России, ее особенности, структура и направление развития. Типы энергетических станций и их основное оборудование. Тенденция развития ТЭС на органическом и ядерном топливах. Эксплуатация электростанций, ее основные задачи и особенности.

### **Вопросы для самопроверки**

1. Расскажите кратко об основных этапах и тенденциях развития энергетики России.
2. В чем заключается сущность эксплуатации ТЭС?
3. Каковы особенности эксплуатации ТЭС и АЭС?
4. Что Вы знаете о классификации и структуре электростанций России?
5. Какие типы энергоустановок позволяют наиболее эффективно использовать энергоресурсы?
6. Каковы преимущества блочной структуры ТЭС?

### **1.2.1. ГРАФИКИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ И ТЕПЛОВЫХ НАГРУЗОК. КЛАССИФИКАЦИЯ ПО РЕЖИМАМ РАБОТЫ ГЕНЕРИРУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ ТЭС**

[1], с. 9...12; [4], с. 12...25

Суточные графики электрических нагрузок электростанций и энергосистемы. Неравномерность суточного графика электрической нагрузки. Годовые графики продолжительности электрических нагрузок. Базовые, полупиковые и пиковые электростанции. Особенности производства тепловой энергии на ТЭЦ. Графики теплотребления. Способы получения дополнительной электрической и тепловой мощностей.

### **Вопросы для самопроверки**

1. Изобразите и охарактеризуйте типовой суточный график электрической нагрузки энергосистемы.
2. Охарактеризуйте понятие неравномерности суточного графика электрической нагрузки.

3. В чем заключается преимущество комбинированной выработки тепло- и электроэнергии на ТЭЦ?
4. Каковы основные способы получения пиковых мощностей на электростанциях?
5. Как влияют начальные параметры пара на время пуска полупиковых и пиковых энергоустановок?
6. Какие ограничения по характеристикам оборудования могут препятствовать форсировке мощности путем отключения подогревателя высокого давления (ПВД)?

### **1.2.2. МАНЕВРЕННОСТЬ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ**

[3], с. 67...99; [4], с. 86...96

Понятие о маневренности ТЭС. Маневренность неблочных электростанций, их пусковые режимы. Диапазон нагрузок энергоблоков. Регулировочный диапазон нагрузок. Технический минимум нагрузки энергоблоков с прямоточными и барабанными котлами. Основные требования к маневренности энергоблоков. Скорость нагружения энергоблока после длительной работы на частичной нагрузке. Скорость нагружения турбины, барабанного и прямоточного котлов. Влияние работы блока на скользящем давлении пара в котле на скорость нагружения котла и турбины.

#### **Вопросы для самопроверки**

1. Объясните из каких элементов складывается понятие маневренности ТЭС?
2. Какие имеются возможности для разгрузки турбоагрегатов неблочной конденсационной электростанции (КЭС)?
3. Назовите этапы надежного пуска барабанного котла неблочной КЭС.
4. Чем определяется диапазон нагрузок энергоблоков?
5. Какие факторы ограничивают нижний предел разгрузки барабанных и прямоточных котлов?
6. Что ограничивает скорость нагружения турбины?
7. От каких факторов зависит скорость нагружения барабанных и прямоточных котлов?
8. Какие специальные мероприятия конструктивного и режимного характера обеспечивают возможность повышения скорости нагружения барабанного котла?
9. Как влияет скользящее давление на скорость нагружения барабанного и прямоточного котлов?

### **1.2.3. МОБИЛЬНОСТЬ ЭНЕРГОБЛОКОВ**

[3], с. 164...170, 179...182; [4], с. 96...99

Понятие о мобильности ТЭС. Действительная и статическая мобильности. Подхват нагрузки вращающимся резервом. Аккумулирующая способность котлов. Показатели мобильности блоков 200 и 300 МВт.

#### **Вопросы для самопроверки**

1. Что понимается под мобильностью ТЭС?
2. В каких ситуациях возникает необходимость в использовании мобильности энергоблока?
3. Сравните действительную и статическую мобильности энергоблока. Какая из них ниже и почему?
4. Объясните, как влияет на мобильность энергоблока тип котла (барабанный, прямоточный) и наличие (отсутствие) промежуточного перегрева пара?
5. Какие мероприятия могут способствовать повышению мобильности энергоблока?

### **1.2.4. РАБОТА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ ПРИ ЧАСТИЧНЫХ НАГРУЗКАХ**

[3], с. 14...52; [4], с. 99...105; [5], с. 207...213

Особенности эксплуатации ТЭС блочной структуры. Показатели экономичности при работе на частичных нагрузках. Регулирование мощности блока скользящим начальным давлением пара. Вспомогательное оборудование при эксплуатации на частичных нагрузках. Способы прохождения минимальных нагрузок на КЭС. Основные принципы регулирования мощности атомной электростанции (АЭС).

#### **Вопросы для самопроверки**

1. В чем заключаются преимущества блочной структуры по сравнению со схемами с поперечными связями?
2. Каковы технологические принципы удержания блоков на нагрузке собственных нужд при сбросе нагрузки?
3. На какую пропускную способность и на какое быстродействие рассчитываются быстро реагирующие охладительные установки (БРОУ) в схемах с прямоточными котлами?
4. В чем отличие перевода блока с прямоточными котлами на нагрузку собственных нужд от блока с барабанными котлами?

5. Охарактеризуйте отличие частичных нагрузок энергоблоков от номинальной нагрузки.
6. Изобразите в общем виде в  $h-s$  диаграмме процессы расширения пара в турбине при дроссельном и сопловом парораспределениях.
7. В чем состоят преимущества регулирования мощности блока скользящим начальным давлением пара?
8. Охарактеризуйте влияние скользящего начального давления пара на работу турбины и котла (прямоточного и барабанного).

### **1.2.5. РЕЖИМЫ РАБОТЫ ТЭЦ**

[3], с. 182...208, 221...228; [4], с. 105...130

Особенности режимов работы оборудования ТЭЦ. Режимы работы турбоустановки с промышленным и теплофикационным регулируемым отборами пара и конденсацией.

Режимы работы отопительных ТЭЦ.

Влияние параметров и режимов работы теплосети на тепловую экономичность ТЭЦ.

Взаимосвязь режимов работы тепловой сети и теплофикационных турбин.

### **Вопросы дня самопроверки**

1. В чем заключаются особенности работы оборудования ТЭЦ?
2. Какие параметры пара применяются для технологических нужд водяных систем отопления, горячего водоснабжения и вентиляции?
3. Какие турбины устанавливаются на промышленно-отопительных ТЭЦ?
4. Что ограничивает единичную мощность турбин типа «Т», «ПТ» и «Р» на ТЭЦ?
5. Как покрываются тепловые нагрузки в период максимального потребления тепла?
6. Что такое коэффициент теплофикации ТЭЦ?

### **1.2.6. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ОБОРУДОВАНИЯ ЭНЕРГОБЛОКОВ**

[1], с. 146...160; [3], с. 52...58; [4], с. 42...52, 59...74

Зависимости КПД оборудования от нагрузки.

Многофакторность энергетических характеристик.

Диаграммы режимов турбины.

Тепловые характеристики котлоагрегатов.

### **Вопросы для самопроверки**

1. Что такое коэффициент холостого расхода пара на турбину?
2. Какие факторы влияют на энергетическую характеристику энергоблока?
3. Что такое нормативная энергетическая характеристика энергоблока?
4. Каковы способы построения энергетических характеристик теплофикационных турбин?
5. Что такое диаграмма режимов турбины?
6. Каковы основные тепловые (статические) характеристики котлов?

#### **1.2.7. УЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАБОТЫ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ**

[1], с. 391...394; [3], 58...67; [4], с. 193...207, 237...241; [5], с. 206...207

Формы отчета электростанций о тепловой экономичности оборудования. Расследование и учет технологических нарушений в работе электростанций. Инцидент и авария. Виды и способы остановов энергоблоков и их оборудования. Основные понятия о готовности к работе и надежности оборудования. Планирование и организация ремонта. Классификация режимов работы АЭС. Основная документация по ведению режимов электростанций.

### **Вопросы для самопроверки**

1. Какие показатели по работе ТЭС вносятся в технический отчет о тепловой экономичности?
2. Приведите примеры внезапных и постепенных отказов оборудования ТЭС. Какие принимаются меры для устранения постепенных отказов?
3. Дайте классификацию и охарактеризуйте инциденты и аварии.
4. Перечислите основные нарушения нормального режима работы котлоагрегатов и меры по их предотвращению?
5. Какие аварийные ситуации требуют останова турбины со срывом вакуума?
6. Перечислите основные аварийные режимы на АЭС.

#### **1.2.8. ПУСКОВЫЕ РЕЖИМЫ ЭНЕРГОБЛОКОВ**

[1], с.376, 379...382; [2], с.405...408; [3], с.99...109; [4], с. 157...167

Основные критерии надежности пусковых режимов энергоблоков. Организация пусков энергоблоков, их классификация в зависимости от температурного состояния оборудования. Скользящие параметры при пуске блока. Пусковые схемы энергоблоков и общие требования к ним. Остановы блоков и их классификация в зависимости от причин и применяемой технологии. Графики-



задания пусков блоков из различных тепловых состояний. Основные принципы пуска и останова АЭС.

### **Вопросы для самопроверки**

1. Перечислите узлы и детали котла, турбины и паропроводы, в которых могут возникать особенно большие термические напряжения.
2. По каким показателям осуществляется контроль за состоянием турбины при пуске?
3. Какие факторы, определяющие термическое напряжение турбины при пуске, являются управляемыми? Их взаимосвязь.
4. Какие условия следует соблюдать при пуске барабанных котлов высокого давления и прямоточных котлов?
5. На какие этапы можно подразделить пуск блоков в соответствии с их целевым назначением?
6. Как различают режимы пуска в зависимости от исходного состояния оборудования?
7. Сформулируйте преимущества блока на скользящих параметрах пара.

### **1.2.9. ПУСКОВЫЕ СХЕМЫ ЭНЕРГОБЛОКОВ**

[1], с. 376...382; [2], с. 414...415; [3], с. 109...148; [4], с. 131...146,157...182

Одно- и двухбайпасная пусковые схемы. Пусковая схема энергоблока с прямоточными котлами. Основные узлы, элементы и их назначение. Пускосбросное оборудование. Общие принципы технологии пуска блока. Графики-задания пуска блоков из холодного и неостывшего состояний. Пусковые схемы энергоблоков с барабанным котлом, основные элементы, их назначение. Особенности пуска блоков из неостывшего и горячего состояний. Остановы блоков.

### **Вопросы для самопроверки**

1. Изобразите принципиальные одно- и двухбайпасную пусковые схемы и охарактеризуйте их. Какие условия вызывают необходимость применения двухбайпасной схемы?
2. Охарактеризуйте принципиальную типовую пусковую схему моноблока мощностью 300 МВт и назовите ее узлы и их назначение.
3. Какая схема пускового узла котла обеспечивает пуск на скользящих параметрах? Изобразите схему этого пускового узла. Назовите основные элементы и их назначение.

4. Каким образом осуществляется использование теплоты, отводимой от пускового узла котла, и на какие нужды она используется в типовых пусковых схемах?
5. Изобразите принципиальные схемы регулирования температуры свежего пара, промежуточного перегрева в пусковой схеме моноблока мощностью 300 МВт и поясните принципы их работы.
6. Какой узел в типовой пусковой схеме обеспечивает паром собственные нужды блока при пуске? Перечислите потребителей и источники пара.
7. Назовите основные этапы пуска блока по типовой пусковой схеме.
8. Назовите основные критерии надежности пуска блока.
9. Объясните содержание графиков-заданий пуска блоков из различных тепловых состояний.
10. В чем состоит различие графиков-заданий пуска блока в зависимости от времени простоя оборудования?
11. Изобразите принципиальную пусковую схему с барабанным котлом. Назовите основные ее элементы и их назначение.
12. Как технологически и с соблюдением каких критериев надежности осуществляется пуск из неостывшего и горячего состояний оборудования?
13. В чем заключаются особенности останова блока с барабанным котлом?

### **1.2.10. РАСХОДЫ И ПОТЕРИ ТЕПЛОТЫ И ТОПЛИВА**

[3], с. 148...164; [7]

Источники расходов и потерь топлива при пуске блоков. Этапы нестационарных режимов блока, связанные с потерями топлива. Методика расчетов потерь топлива при пусковых режимах блоков мощностью 160, 210 и 300 МВт. Анализ и пути сокращения потерь топлива при пусковых режимах.

#### **Вопросы для самопроверки**

1. Назовите и поясните источники потерь топлива в период простоя и подготовки энергоблока к пуску, в период растопки котла, разворота и нагружения турбины и стабилизации режима работы энергоблока.
2. Какие факторы способствуют снижению потерь топлива при пусковых режимах?
3. Какова ориентировочно величина потери топлива при пуске моноблока мощностью 300 МВт из неостывшего (простой двое суток) и горячего (простой 8 часов) состояний?
4. Какие виды топлива характеризуются максимальными потерями при пусках энергоблоков?
5. Какова ориентировочно погрешность методик, позволяющих определять пусковые потери топлива?

### 1.3. ТЕМАТИЧЕСКИЙ ПЛАН ЛЕКЦИЙ

(для студентов очно–заочной формы обучения) (32 часа)

<i>Темы лекций</i>	<i>Объем, часы</i>
1. Введение . . . . .	2 часа
2. Графики электрических и тепловых нагрузок. Классификация по режимам работы генерирующего оборудования ТЭС . . . . .	4 - « -
3. Маневренность тепловых электростанций . . . . .	2 - « -
4. Мобильность энергоблоков . . . . .	2 - « -
5. Работа электростанций при частичных нагрузках . . . . .	2 - « -
6. Режимы работы ТЭЦ . . . . .	4 - « -
7. Энергетические характеристики оборудования энергоблоков . . . . .	2 - « -
8. Учет показателей работы электростанций . . . . .	2 - « -
9. Пусковые режимы энергоблоков . . . . .	4 - « -
10. Пусковые схемы энергоблоков . . . . .	4 - « -
11. Расходы и потери теплоты и топлива . . . . .	4 - « -

### 1.4. ТЕМЫ ЛАБОРАТОРНЫХ РАБОТ (12 часов)

<i>Темы лабораторных работ</i>	<i>Объем, часы</i>
1. Анализ пусковой схемы и последовательность пусковых операций для энергоблоков с прямоточным котлом . . . . .	4 часа
2. Анализ пусковой схемы и последовательность пусковых операций для энергоблоков с барабанным котлом . . . . .	2 - « -
3. Оценочные расчеты показателей электростанций с использованием многофакторных энергетических характеристик. . . . .	2 - « -
4. Построение и проведение расчетов по диаграмме режимов турбоустановки . . . . .	4 - « -

## 2. БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

*Основной:*

1. Рыжкин В.Я. Тепловые электрические станции. - М.: Энергоатомиздат, 1987.
2. Стерман Л.С. Тепловые и атомные электрические станции. - М.: 2000.
3. Гиршфельд В.Я. Режимы работы и эксплуатация ТЭС. - М.: Энергия, 1980.
4. Качан А.Д. Режимы работы и эксплуатации тепловых электростанций. - Минск: Вышш. школа, 1978.

*Дополнительный:*

5. Монахов А.С. Атомные электрические станции их технологическое оборудование. - М.: Энергоатомиздат, 1986.
6. Электроэнергетика России: История и перспективы развития / Под ред. А.Ф. Дьякова. - М.: 1997.

7. Иванов Н.В., Шмуклер Б.И. Расчетная методика определения пусковых потерь топлива для пуска блоков 160, 200 и 300 МВт // Электрические станции. – 1980. - №2.
8. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. – СПб.: 2003.

### **3. ЗАДАНИЯ НА КОНТРОЛЬНЫЕ РАБОТЫ И МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ К ИХ ВЫПОЛНЕНИЮ**

Контрольные работы студенты выполняют по варианту соответствующему последней цифре их шифра (табл. 1).

#### **Контрольная работа 1**

Используя табл.1 и графики-задания (рис. 1, 2, 3, 4 приложения) пуска моноблока, определить общую потерю топлива за период пуска блока, включая этапы вынужденного простоя, подготовки блока к пуску и режима стабилизации оборудования, и указать потери топлива в процентах для каждого этапа пускового режима.

При расчете использовать алгоритм, приведенный в "Расчетной методике определения пусковых потерь...", с. 14.

Таблица 1

Условия эксплуатации и показатели	Варианты									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	0
Номер рисунка графика-задания пуска блока*	1		2		3		4		1	
Вид топлива	Жидкое		Твердое		Жидкое		Твердое		Жидкое	
Продолжительность вынужденного простоя блока, ч	100	100	50	60	24	30	20	8	180	180
Продолжительность работы механизмов (оборудования) собственных нужд в период простоя блока, ч	20	10	15	10	8	10	5	8	20	15
Продолжительность подготовки блока к пуску, ч	2	5	8	4	6	7	2	1	10	8
Характеристика пускового режима – пуск из состояний	Холодного		Неостывшего		Неостывшего		Горячего		Холодного	
Температура корпуса:** - цилиндр высокого давления (ЦВД), °С - цилиндр среднего давления (ЦСД), °С	150 100		280 210	320 250	370 310	380 350	400 400		75 60	
Расход питательной воды в периоды: подготовки блока к пуску, т/ч при пуске блока, т/ч	100 300	200 300	150 300	200 300	100 300	200 300	150 300	200 300	250 300	200 300
Давление в тракте котла перед встроенной задвижкой при пуске блока, МПа	24	26	25	26	24	26	25,5	24,5	27	26,5
Давление в деаэраторе в период подготовки и при пуске блока, МПа	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
Температура пара перед встроенной задвижкой при переводе питания деаэратора от растопочного расширителя	240		250		260		245		250	
Давление во встроенном сепараторе в конце растопки котла, МПа	4,0		4,5		5,0		5,5		4,0	
Удельный расход условного топлива на номинальном режиме, г/кВт·ч	311	320	330	335	315	312	325	333	324	337

\* Условные обозначения приведены на рис.4.

\*\* При температуре металла верха корпуса ЦСД ниже 100°С продолжительность работы турбины с частотой вращения 1000 об/мин увеличивается на 90 минут.

## РАСЧЕТНАЯ МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПУСКОВЫХ ПОТЕРЬ ТОПЛИВА ЭНЕРГОБЛОКОВ 160, 200 и 300 МВт

Методика обобщает накопленный в отечественной энергетике опытный материал по пусковым потерям топлива (обобщены материалы примерно 100 пусков). Пусковые потери определяются в отдельные периоды пуска и пропорциональны длительности этих периодов. В пределах каждого из периодов учитываются особенности проводимых технологических операций на основе выделения и анализа отдельных составляющих пусковых потерь.

Пусковые потери топлива ( $\Delta B_{\text{п}}$ ) слагаются из непроизводительных затрат топлива, пара от постороннего источника и электроэнергии собственных нужд в периоды пуска без выработки блоком электроэнергии, а также связаны с перерасходом топлива за счет снижения экономичности отпуска электроэнергии (по сравнению с номинальным режимом) в периоды разгрузки перед остановкой, нагружения и стабилизации режима работы блока.

Пусковые потери условного топлива могут быть представлены в виде суммы величин пропорциональных длительности отдельных периодов пуска:

$$\Delta B_{\text{п}} = \sum K_i^j \cdot \tau_i^j,$$

где  $K_i^j$  – коэффициент пропорциональности  $j$ -й составляющей потерь в  $i$ -й период пуска, т.т./мин;

$\tau_i^j$  – длительность расходования топлива по  $j$ -й составляющей в тот же период, мин. Для каждого периода пуска определяются коэффициенты потерь по топливной составляющей ( $K_i^T$ ), электроэнергии собственных нужд ( $K_i^{\text{сн}}$ ) и стороннего пара ( $K_i^{\text{сп}}$ ). Длительность периодов определяется по графикам - заданиям пуска блока.

### 1. Простой энергоблока.

Потери топлива при простое связаны с затратами электроэнергии и пара на привод мелких механизмов собственных нужд, находящихся в работе в течение простоя. Кроме того, при отключении генератора от сети определенное время поддерживается вакуум в конденсаторе, что обуславливает дополнительные потери.

Потери в период простоя:

$$\Delta B_{\text{пр}} = K_{\text{пр}}^{\text{сн}} \cdot \tau_{\text{пр}} + K_{\text{пр}}^{\text{сп}} \cdot \tau_{\text{пр}},$$

где  $K_{\text{пр}}^{\text{сн}}; K_{\text{пр}}^{\text{сп}}$  - коэффициенты потерь электроэнергии и пара от стороннего источника, т.т./мин, определяемые из таблицы

Энергоблоки	160 МВт	200 МВт	300 МВт
$K_{пр}^{сн}$	$3,4 \cdot 10^{-6} \cdot B_0^H$	$4,3 \cdot 10^{-6} \cdot B_0^H$	$6,45 \cdot 10^{-6} \cdot B_0^H$
$K_{пр}^{сп}$	0,0082	0,0114	0,0164

$\tau_{пр}$  – время простоя блока, в течение которого работают механизмы собственных нужд;

$B_0^H$  – удельный расход условного топлива на отпущенную электроэнергию при номинальной нагрузке блока, г/(кВт·ч).

## 2. Подготовка блока к пуску.

Потери топлива в этот период ( $\Delta B_{подг}$ ) слагаются из затрат стороннего пара на уплотнения и эжекторы турбины, а также электроэнергии собственных нужд. Уровень суммарных потерь зависит не только от длительности периода ( $\tau_{подг}$ ), но и от последовательности включения отдельных потребителей тепла и электроэнергии. Влияние на потери топлива оказывают длительность и режим работы питательного электронасоса (ПЭН) и деаэрации растопочного расхода питательной воды. Для данного периода

$$\Delta B_{подг} = \tau_{подг} (K_{подг}^{сн} + K_{подг}^{сп}) + \tau_{подг}^{ПЭН} \cdot K_{подг}^{ПЭН} + \tau_{подг}^D \cdot K_{подг}^D,$$

где  $K_{подг}^{сн}$  и  $K_{подг}^{сп}$  – коэффициенты потерь электроэнергии и стороннего пара (кроме затрат на привод ПЭН и деаэрацию), т/мин;

$K_{подг}^{ПЭН}; K_{подг}^D$  – то же на привод ПЭН и деаэрацию питательной воды, т/мин;

$\tau_{подг}^{ПЭН}; \tau_{подг}^D$  – длительности непрерывной работы ПЭН и деаэрации, мин.

Коэффициенты  $K_{подг}^{сн}$  и  $K_{подг}^{сп}$  определяются из таблицы:

Энергоблоки	160 МВт	200 МВт	300 МВт	
$K_{подг}^{сн}$	барабан. котлы	$20,3 \cdot 10^{-6} \cdot B_0^H$	$25,4 \cdot 10^{-6} \cdot B_0^H$	-
	прямоточ. котлы	$30 \cdot 10^{-6} \cdot B_0^H$	$41 \cdot 10^{-6} \cdot B_0^H$	$77 \cdot 10^{-6} \cdot B_0^H$
$K_{подг}^{сп}$	0,015	0,017	0,02	

Коэффициент потерь на деаэрацию питательной воды определяется по формуле

$$K_{подг}^D = 2,5 \cdot 10^{-6} \cdot G_{пв} \cdot (t_d^1 - 30) \text{ т/мин},$$

где  $G_{пв}$  - средний расход питательной воды, т/ч;  
 $t_d^1$  - температура воды за деаэратором, °С.

Для блоков 160 и 200 МВт длительности  $\tau_{подг}^{ПЭН}$  и  $\tau_{подг}^Д$ , как правило, равны между собой, так как начало деаэрации совпадает с моментом включения ПЭН. Для блоков 300 МВт, оборудованных бустерными насосами, ПЭН включается непосредственно перед розжигом котла.

В этом случае  $\tau_{подг}^{ПЭН} < \tau_{подг}^Д$ .

Для блоков докритического давления (160 и 200 МВт)

$$K_{подг}^{ПЭН} = (33,3 + 0,08 \cdot G_{пв}) \cdot V_o^H \cdot 10^{-6}.$$

Для энергоблоков сверхкритического давления

$$K_{подг}^{ПЭН} = (55,9 + 0,12 \cdot G_{пв}) \cdot V_o^H \cdot 10^{-6}.$$

### 3. Растопка котла и разворот турбины.

На этом этапе выделяются два подпериода пуска:

- от розжига форсунок до толчка ротора турбины;
- от толчка ротора до включения генератора в сеть.

Пусковые потери в каждый из указанных подпериодов рассматриваются как сумма величин, одна из которых ( $\Delta B_i^T$ ) соответствует расходу натурального топлива, а другая ( $\Delta B_i^{сн+сп}$ ) затратам тепла и энергии на собственные нужды.

Обработкой экспериментального материала определен коэффициент потерь по топливной составляющей на конечной стадии растопки котла перед толчком ротора турбины ( $K_{раст.кон.}^T$ ).

Зависимости  $K_{раст.кон.}^T$  от паропроизводительности котла в рассматриваемый период для блоков 160 и 200 МВт имеют линейный характер и описываются следующими уравнениями:

Для блоков с барабанными котлами

$$K_{раст.кон.}^T = 0,055 + 25,2 \cdot 10^{-6} \cdot \sum D_{ПСБУ}^{НОМ} \cdot \delta \cdot \sqrt{\frac{P_{пе}}{v_{пе}}}.$$

Для блоков с прямоточными котлами



$$K_{\text{раст.кон.}}^T = 0,09 + 25,2 \cdot 10^{-6} \cdot \sum D_{\text{ПСБУ}}^{\text{НОМ}} \cdot \delta \cdot \sqrt{\frac{P_{\text{пе}}}{\nu_{\text{пе}}}},$$

где  $D_{\text{ПСБУ}}^{\text{НОМ}}$  - пропускная способность пускосбросных устройств (РОУ, БРОУ) при номинальных параметрах, т/ч;

$\delta$  - степень открытия ПСБУ;

$P_{\text{пе}}$  и  $\nu_{\text{пе}}$  - давление и удельный объем пара перед ПСБУ в режиме перед толчком ротора турбины, кг/см<sup>2</sup> и м<sup>3</sup>/кг.

В этих уравнениях паропроизводительность котла на конечной стадии растопки определяется по давлению пара за котлом и характеристикам пускосбросных устройств (ПСБУ) по формулам для критического истечения.

Для блоков 300 МВт зависимость  $K_{\text{раст.кон.}}^T$  от паропроизводительности котла ( $D_{\text{пе}}$ ) в рассматриваемый период пуска описывается линейным уравнением

$$K_{\text{раст.кон.}}^T = 0,07 + 2,51 \cdot 10^{-3} \cdot D_{\text{пе}} = 0,07 + \frac{2,51 \cdot 10^{-3} \cdot G_{\text{пв}} (i_{\text{вз}} - i'_{\text{сеп}})}{r},$$

где  $i_{\text{вз}}$  - энтальпия среды до встроенной задвижки (ВЗ) перед толчком ротора турбины, ккал/ кг;

$i'_{\text{сеп}}$ ,  $r$  - энтальпия воды на линии насыщения и теплота парообразования при давлении во встроенном сепараторе, ккал/ кг.

Для рассматриваемого периода пуска в данном уравнении  $D_{\text{пе}}$  определяется по расходу пара из встроенного сепаратора, т.е.  $D_{\text{пе}} = D_{\text{сеп}}$ . В период разворота турбины расход топлива на котле практически не меняется. В этих условиях для расчета потерь топлива может быть принято  $K_{\text{раст.кон.}}^T = K_{\text{разв.}}^T$ . Для периода от растопки котла до толчка ротора турбины  $K_{\text{раст.}}^T$  меньше, чем  $K_{\text{раст.кон.}}^T$  на величину, определенную динамикой увеличения расхода топлива. Средний коэффициент  $C$  потерь в период растопки принимается как

$$K_{\text{раст.}}^T = 0,8 \cdot K_{\text{раст.кон.}}^T.$$

Таким образом, потери топлива в рассматриваемые подпериоды пуска (розжиг котла и разворот ротора) могут быть рассчитаны по формуле

$$\Delta B_i = \tau_i \cdot C \cdot K_{\text{раст.кон.}}^T + \tau_i \cdot (K_i^{\text{сн}} + K_i^{\text{сп}}) + \tau_i^{\text{ПЭН}} \cdot K_i^{\text{ПЭН}} + \tau_i^{\text{д}} \cdot K_i^{\text{д}}.$$

Для подпериода растопки  $C=0,8$ , для подпериода разворота ротора  $C=1$ .

Для практических расчетов принимается  $K_{\text{раст.}}^{\text{сн}} = K_{\text{разв.}}^{\text{сн}}$ ;  $K_{\text{раст.}}^{\text{сп}} = K_{\text{разв.}}^{\text{сп}}$ , их значения приведены в таблице:

Энергоблок	160 МВт	200 МВт	300 МВт
$K_i^{\text{сн}}$ т у.т/мин	$42 \cdot 10^{-6} \cdot B_0^{\text{н}}$	$54 \cdot 10^{-6} \cdot B_0^{\text{н}}$	$110 \cdot 10^{-6} \cdot B_0^{\text{н}}$
$K_i^{\text{сп}}$ т у.т/мин	0,019	0,022	0,034

Коэффициенты  $K_i^{\text{ПЭН}}$  и  $K_i^{\text{Д}}$  определяются по формулам аналогичным периоду подготовки блока к пуску. При этом потери топлива на деаэрацию учитываются только при питании деаэратора сторонним паром. Для периодов пуска, когда деаэрация осуществляется паром из растопочного расширителя, эти потери не учитываются.

#### 4. Нагружение энергоблока.

Потери при нагружении обусловлены ухудшением, по сравнению с номинальным режимом, экономичности отпуска электроэнергии как за счет работы на пониженных нагрузках, так и вследствие нестационарности режима. Уровень этих потерь определяется длительностью нагружения и динамикой изменения нагрузки.

В целях учета влияния динамики нагружения блока при расчете потерь весь период нагружения делится на ряд подпериодов (для достижения необходимой точности расчетов делить равномерно на 5 подпериодов), в пределах которых нагрузка изменяется в небольшом диапазоне. Потери топлива в каждом k-м подпериоде представляются в виде функции пускового удельного расхода топлива ( $B_0^{\text{пк}}$ ) и доли затрат энергии на собственные нужды. Для всех типов блоков эти потери (для каждого подпериода) представляются следующим выражением:

$$\Delta B_{\text{нагр}}^k = (B_0^{\text{пк}} - B_0^{\text{н}}) \cdot \frac{N_{\text{ср}}^k + N_{\text{тпн}}^k}{60} \cdot (1 - \delta_{\text{сн}}) \times \left( 1 - \frac{N_{\text{тпн}}^k}{N_{\text{ср}}^k + N_{\text{тпн}}^k} \right) \cdot 10^{-3} \cdot \tau_{\text{нагр}}^k,$$

где  $N_{\text{ср}}^k$ ;  $N_{\text{тпн}}^k$  - средняя нагрузка блока и внутренняя мощность питательного турбонасоса в k-й период нагружения, МВт;

$\delta_{\text{сн}}$  - доля затрат энергии на собственные нужды;

$\tau_{\text{нагр}}^k$  - длительность k -го периода нагружения, мин.

Зависимость разности удельных расходов топлива в пусковом и номинальном режимах ( $B_0^{\text{пк}} - B_0^{\text{н}}$ ) от средней относительной нагрузки ( $\frac{N_{\text{ср}}^k}{N_{\text{ном}}}$ ) имеет

одинаковый вид для блоков, сжигающих однотипное топливо:

$\frac{N_{\text{ср}}^k}{N_{\text{ном}}}$	0,2	0,4	0,6	0,8	1,0	
$B_0^{\text{п}} - B_0^{\text{н}}$ г/(кВт·ч)	газ мазут	350	160	80	40	35
	пылеугольное топливо	360	175	100	55	55

Доля затрат энергии на собственные нужды и внутренней мощности турбопитательного насоса (ТПН) от средней нагрузки блока приведены в таблице:

$\frac{N_{\text{ср}}^k}{N_{\text{ном}}}$	0,2	0,4	0,6	0,8	1,0	
$N_{\text{ТПН}}^k$ МВт	-	-	6	9	12,5	
$\delta_{\text{сн}} =$	$N_{\text{ном}} = 160$ МВт	0,13	0,08	0,06	0,05	0,045
	$N_{\text{ном}} = 200$ МВт	0,145	0,09	0,065	0,06	0,05
	$N_{\text{ном}} = 300$ МВт	0,185	0,105	0,04	0,03	0,025

## 5. Стабилизация режима.

Превышение  $B_0^{\text{п}}$  над  $B_0^{\text{н}}$  при номинальной нагрузке свидетельствует о наличии потерь на стабилизацию режима ( $\Delta B_{\text{стаб.}}$ ). Для газомазутных блоков эти потери обусловлены стабилизацией теплового состояния блока. Для пылеугольных блоков указанные потери имеют большую величину в связи с наличием потерь на стабилизацию КПД котла. Установлена линейная зависимость потерь на стабилизацию режима от единичной мощности блока ( $N_{\text{бл}}$ ).

Для газомазутных энергоблоков:

$$\Delta B_{\text{стаб.}} = 0,053 \cdot N_{\text{бл.}}$$

Для пылеугольных энергоблоков:

$$\Delta B_{\text{стаб.}} = 0,078 \cdot N_{\text{бл.}}$$

Потери выражены в т.т, мощность в МВт.

Потери топлива в целом за пуск энергоблока могут быть определены суммированием величин потерь, рассчитанных по всем 5 периодам пуска (с учетом указанных подпериодов). Изложенная методика позволяет определить суммарные пусковые потери топлива с погрешностью  $\pm 10\%$ .

Некоторые дополнительные исходные положения и параметры, принимаемые при расчете пусковых потерь для блоков на сверхкритическое давление (СКД).

1. Технология пуска блока принимается по графикам-заданиям и таблице параметров по вариантам.
2. Растопка начинается после заполнения котла водой с температурой 100 °С.
3. Растопочный расход воды при пуске 300 т/ч.
4. В период растопки котла он выводится на паропроизводительность при сепараторном пуске 40 т/ч.
5. Растопка котла и нагружение энергоблока до 40 МВт осуществляются при давлении в деаэраторе 0,12 МПа и температуре питательной воды 104 °С. При нагрузке 40 МВт деаэратор переводится на давление 0,7 МПа.
6. ПВД включается в работу при нагрузке 40 МВт, ПНД с начала пуска турбины.
7. Прогрев трубопроводов свежего пара осуществляется паром, вырабатываемым котлом в период его растопки и сбрасываемым через БРОУ в конденсатор.
8. Прогрев трубопроводов промперегрева осуществляется паром, вырабатываемым котлом в период его растопки и подаваемым в промперегрев от расширителя (РС) в период до вывода на температуру пара за котлом 300 °С.
9. В период от начала растопки котла до окончания прогрева промперегрева пар на деаэратор подается от постороннего источника с параметрами 1,2 МПа, 250 °С. После окончания прогрева промперегрева до нагрузки, соответствующей растопочному расходу, подача пара на деаэратор осуществляется из растопочного расширителя.
10. Теплота, полезно не используемая в цикле в период растопки котла, нагружения турбины, соответствующая растопочному расходу котла, сбрасывается через БРОУ в конденсатор.
11. Температура конденсата за конденсатором принята во всех периодах пуска постоянной и равной 30 °С.
12. При пусках энергоблока из неостывшего состояния котел выводится на температуру пара, которая с учетом ее снижения на регулирующей ступени превышает температуру паровпускных частей турбины на 50 °С. При пусках энергоблока из холодного состояния температура пара за котлом принята с превышением температуры насыщения на 50 °С.
13. Энтальпия среды перед встроенной задвижкой перед толчком ротора ( $i_{вз}$ ) определяется из термодинамических таблиц свойств воды и пара по давлению перед встроенной задвижкой и температуре среды перед встроенной задвижкой, определенной из графика-задания в момент толчка турбины.
14. Время растопки котла ( $\tau_{раст.}$ ), разворота турбины ( $\tau_{разв.}$ ), нагружения блока ( $\tau_{нагр.}^k$ ) и стабилизации режима ( $\tau_{стаб.}$ ) определяется из графиков заданий.
15. Коэффициент потерь на деаэрацию ( $K_d$ ) для подпериодов растопки котла и толчка турбины рассчитывается, если питание деаэраторов не переведено на растопочный расширитель (РС), т.е. если  $t_{вз}$  при переводе питания деаэратора

(взятая из таблиц исходных данных) остается величиной большей, чем  $t_{вз}$  при толчке турбины (из графика-задания).

## Контрольная работа 2

Определить удельные и полные расходы топлива и частные КПД по выработке электроэнергии и теплоты для ТЭЦ, укомплектованной турбинами Т-105 /120-130.

Начальные параметры пара у турбины расчетные  $P_0=12,75$  МПа;  $t_0=565$  °С.

Таблица 2

Условия эксплуатации и показатели	Варианты									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	0
Число турбин на ТЭЦ n	1	1	2	2	2	2	3	3	4	4
Нагрузка на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение $Q_{отп}$ , МВт	260	280	520	550	520	550	780	825	1000	1100
Коэффициент теплофикации для ТЭЦ $\alpha_{тэц}$	0,6	0,5	0,7	0,65	0,6	0,5	0,55	0,65	0,6	0,7
Электрическая мощность ТЭЦ $N_{тэц}$ , МВт	105	100	210	210	200	200	315	300	420	400
КПД котельной установки $\eta_{ку}$	0,92	0,89	0,92	0,92	0,89	0,89	0,92	0,89	0,92	0,89

Среднее давление в отопительном отборе турбин условно считать постоянным,

$$P_T = 0,098 \text{ МПа.}$$

В расчетах использовать энергетические характеристики турбины Т-105/120-130:

- мощность на базе теплового потребления, МВт

$$N_T = 0,545 (Q_T - 15,1) \cdot (10,2 P_T)^{-0,14};$$

- расход теплоты на турбину, МВт

$$Q_{тур} = 107,1 P_T + 2,33N - 1,315N_T + Q_T;$$

в характеристиках размерность давлений – МПа, размерность N и Q – МВт.  
Отпуск теплоты из отборов турбины определять по соотношению

$$Q_T = \frac{\alpha_{ТЭЦ} \cdot Q_{отп}}{n},$$

считая распределение тепловой нагрузки равномерным по агрегатам.

N – суммарная электрическая мощность, вырабатываемая турбиной, МВт.

Расход условного топлива в котле

$$B = \frac{Q_{тур}}{Q_H^p \cdot \eta_{тп} \cdot \eta_{ку}},$$

где  $Q_H^p$  – теплота сгорания условного топлива  $29,33 \cdot 10^3$  кДж/кг;

$\eta_{тп} = 0,98$  – КПД теплового потока, учитывающий потери теплоты в главных паропроводах от котла до турбины.

Доля расхода топлива на выработку и отпуск теплоты:

$$B_T = \frac{Q_T}{Q_H^p \cdot \eta_{тф} \cdot \eta_{ку}},$$

где  $\eta_{тф} = 0,98$  – КПД теплофикационной установки, учитывающей потери теплоты при выработке и отпуске.

Доля топлива, пошедшая на выработку электроэнергии на турбоустановке ТЭЦ:

$$B_э = B - B_T.$$

Удельные расходы топлива на электроэнергию и теплоту определяются по формулам:

$$b_э = \frac{B_э}{\mathcal{E}_т}, \text{ кг / (кВт} \cdot \text{ч)}; \quad b_T = \frac{B_T}{Q_T}, \text{ кг / ГДж},$$

где  $\mathcal{E}_\tau = N \cdot \tau$  и  $Q_\tau = Q_T \cdot \tau$  - выработка соответственно электроэнергии и теплоты на турбине за период времени  $\tau$  при потреблении указанных расходов топлива  $B_\mathcal{E}$  и  $B_T$ ;

$B_\mathcal{E}$  и  $B_T$  – удельный расход топлива, кг/(кВт·ч) и кг/ГДж.

Частные КПД ТЭЦ по выработке электроэнергии и теплоты определяются как:

$$\eta_{\text{ТЭЦ}}^{\mathcal{E}} = \frac{\mathcal{E}_\tau}{Q_{\text{H}}^{\text{p}} \cdot B_\mathcal{E}}; \eta_{\text{ТЭЦ}}^{\text{T}} = \frac{Q_\tau}{Q_{\text{H}}^{\text{p}} \cdot B_T}.$$

# ПРИЛОЖЕНИЕ

## Графики - задания пуска блока

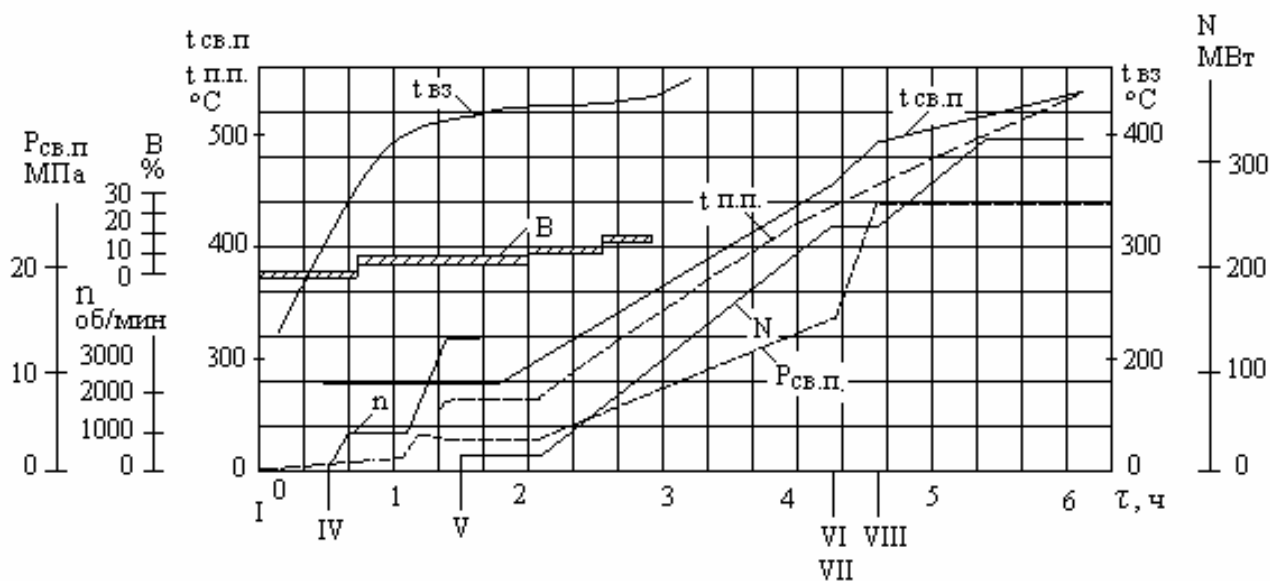


Рис. 1

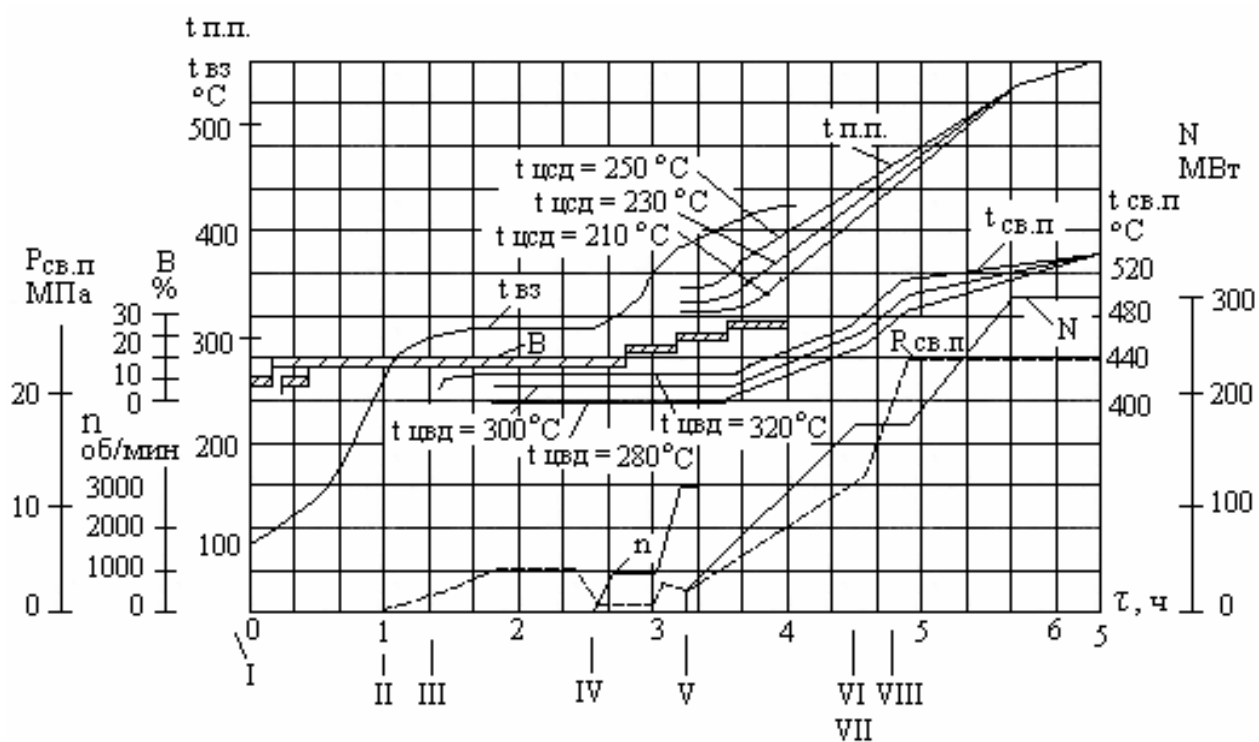


Рис. 2



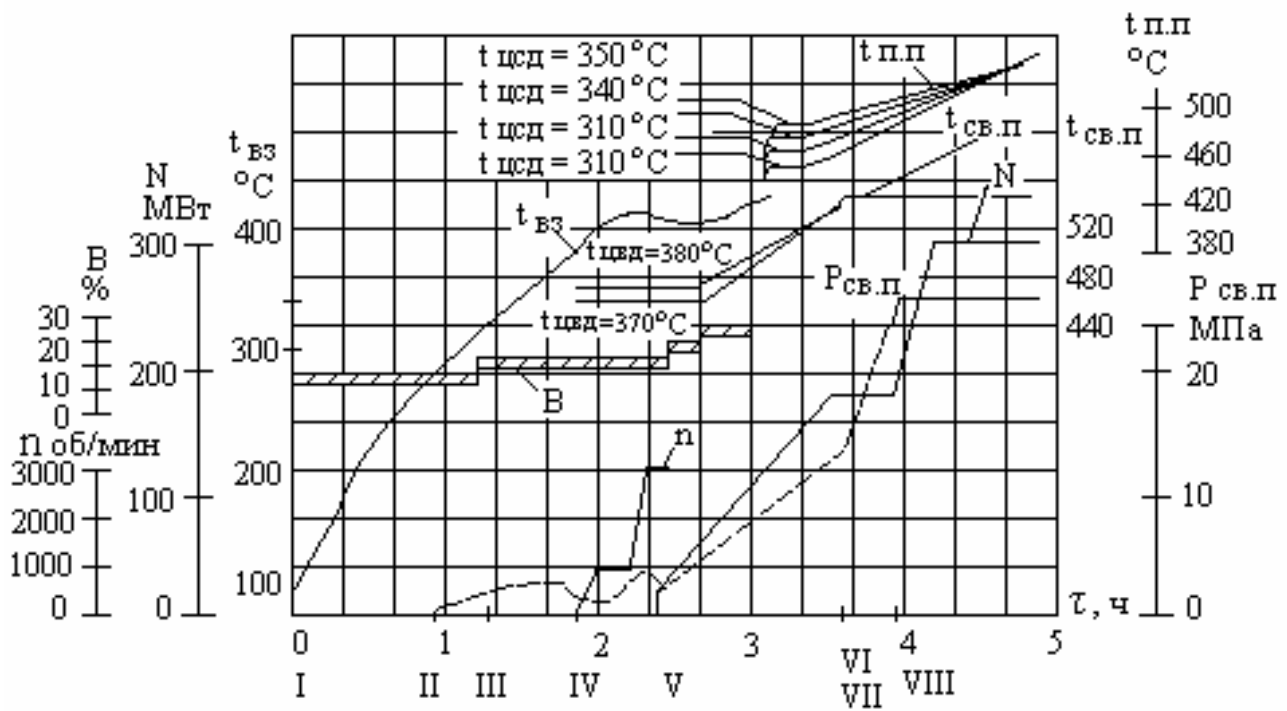


Рис. 3

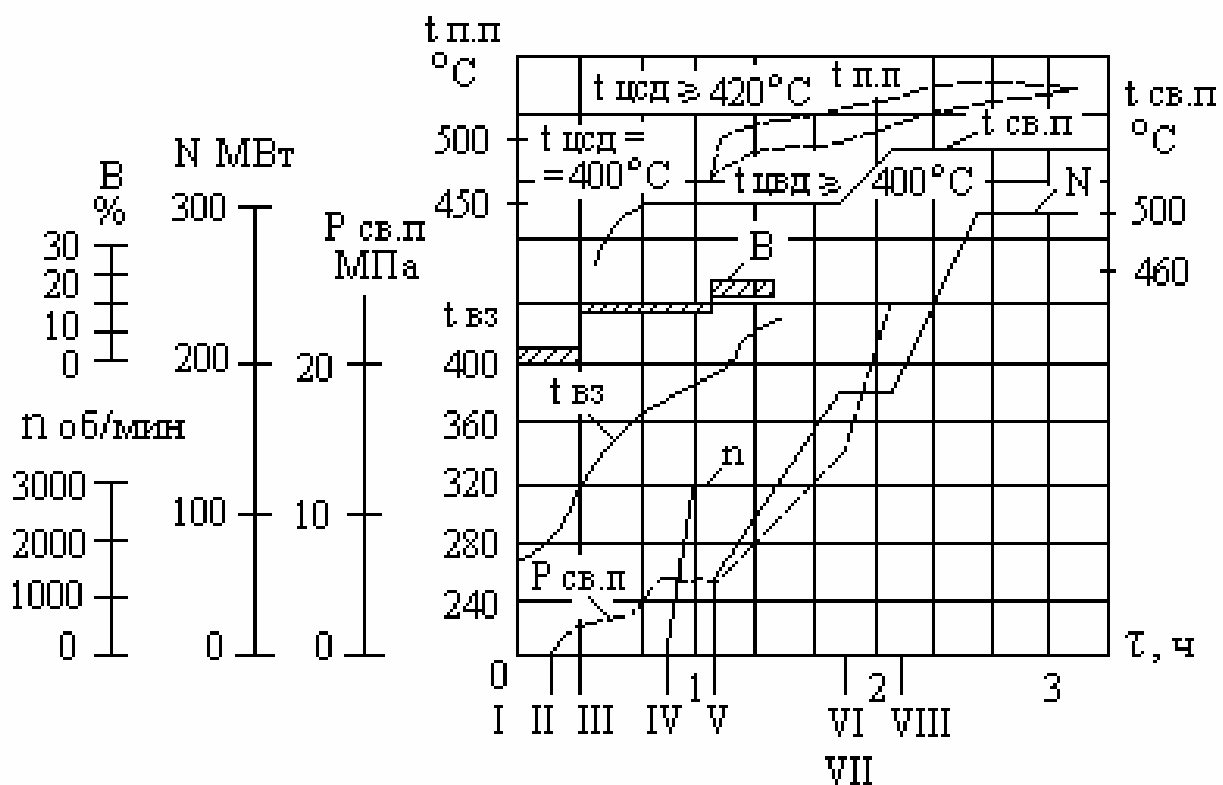


Рис. 4.  $t_{св.п}$  – температура свежего пара перед турбиной;  $t_{п.п}$  – температура пара промперегрева перед ЦСД;  $t_{цвд}$  – температура металла верха ЦВД в зоне паро-

впуска;  $t_{\text{цсд}}$  – температура металла верха ЦСД в зоне паровпуска;  $t_{\text{вз}}$  – температура среды перед встроенной задвижкой;  $P_{\text{св.п}}$  – давление свежего пара перед турбиной;  $B$  – расход топлива в % от номинального;  $N$  – электрическая нагрузка;  $n$  – частота вращения; I – розжиг горелок(форсунок); II – начало подключения пароперегревателя к встроенному сепаратору (открытие клапанов Dp-3); III – окончание подключения пароперегревателя к встроенному сепаратору (клапан Dp-3 открыт); IV – толчок и разворот ротора турбогенератора; V – включение генератора в сеть; VI – начало перевода турбины на номинальное давление; VII – переход с питательного электронасоса на турбопитательный насос; VIII – окончание перевода турбины на номинальное давление.

## СОДЕРЖАНИЕ

Предисловие . . . . .	3
1. Содержание дисциплины . . . . .	3
1.1. Содержание дисциплины по ГОС . . . . .	3
1.2. Рабочая программа . . . . .	4
Введение . . . . .	4
1.2.1. Графики электрических и тепловых нагрузок. Классификация по режимам работы генерирующего оборудования ТЭС . . . . .	4
1.2.2. Маневренность тепловых электростанций . . . . .	5
1.2.3. Мобильность энергоблоков . . . . .	6
1.2.4. Работа электростанций при частичных нагрузках . . . . .	6
1.2.5. Режимы работы ТЭЦ . . . . .	7
1.2.6. Энергетические характеристики оборудования энергоблоков . . . . .	7
1.2.7. Учет показателей работы электростанций . . . . .	8
1.2.8. Пусковые режимы энергоблоков . . . . .	8
1.2.9. Пусковые схемы энергоблоков . . . . .	9
1.2.10. Расходы и потери теплоты и топлива . . . . .	10
1.3. Тематический план лекций . . . . .	11
1.4. Темы лабораторных работ . . . . .	11
2. Библиографический список . . . . .	11
3. Задания на контрольные работы и методические указания к их выполнению . . . . .	12
Приложение . . . . .	24

Редактор Т.В. Шабанова

Сводный темплан 2005 г.

Лицензия ЛР № 020308 от 14.02.1997г.

Санитарно – эпидемиологическое заключение № 78.01.07.953.П.005641.11.03 от 21.11.2003 г.

Подписано в печать

Формат 60x84 1/16

Б.кн.-журн. П.л. 1,75

Б.л 0,875

РТП РИО СЗТУ

Тираж 75

Заказ

Северо-Западный государственный заочный технический университет

РИО СЗТУ, член Издательско-полиграфической ассоциации  
университетов России

191186, Санкт-Петербург, ул. Миллионная, 5