

Федеральное агентство по образованию
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ГОУВПО «АмГУ»

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой Энергетики

_____ Н.В. Савина

« _____ » _____ 2007г.

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА. ПРОИЗВОДСТВО ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ
УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС ПО ДИСЦИПЛИНЕ

для специальности 140204 – «Электрические станции»

Составитель: доцент А.Г. Ротачева

Благовещенск 2007 г.

Печатается по решению
редакционно-издательского совета
энергетического факультета
Амурского государственного
университета

А.Г. Ротачева

Учебно-методический комплекс по дисциплине «Электроэнергетика. Производство электроэнергии» для студентов очной формы обучения специальности 140204 «Электрические станции». - Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2007. – 93 с.

Учебно-методические рекомендации ориентированы на оказание помощи студентам очной формы обучения по специальности 140204 «Электрические станции» для формирования фундаментальных знаний обо всех разделах энергетики и их взаимосвязях, об энергетических системах и основных, происходящих в них процессах преобразования, передачи и потребления электроэнергии.

Рецензент:

© Амурский государственный университет, 2007

СОДЕРЖАНИЕ

| | |
|--|----|
| Введение | 4 |
| 1. Рабочая программа дисциплины | 6 |
| 2. Краткий конспект лекций | 18 |
| 3. Методические рекомендации по проведению практических занятий. | 79 |
| 4. Самостоятельная работа студентов | 81 |
| 4.1. Методические указания по проведению самостоятельной работе студентов | 81 |
| 4.2. График самостоятельной учебной работы студентов | 83 |
| 4.3 Методические указания по выполнению домашнего задания | 85 |
| 4.4 Комплекты домашних заданий | 85 |
| 5. Методические указания по проведению информационных технологий | 86 |
| 6. Программные продукты, реально используемые в практической деятельности выпускника | 87 |
| 7. Материалы по контролю качества образования | 88 |
| 7.1. Методические указания по организации контроля знаний студентов | 88 |
| 7.2. Фонд заданий для проведения блиц-опроса | 88 |
| 7.3. Итоговый контроль | 91 |
| 8. Карта обеспеченности дисциплины профессорско-преподавательского состава | 92 |
| Заключение | 93 |

ВВЕДЕНИЕ

Дисциплина «Электроэнергетика. Производство электроэнергии» относится к блоку ОПД, является дисциплиной – Федерального компонента.

Курс «Электроэнергетика. Производство электроэнергии» является одним из важнейших. Его влияние на студента-первокурсника мало знающего о своей профессии очень велико. Дисциплина «Электроэнергетика. Производство электроэнергии» занимает важное место в учебном процессе. В этом общеэнергетическом курсе студент получает знания по дисциплинам включающие вопросы целей, задач, структур электрооборудования электрических станций и подстанций, основные нормативно-технические принципы и построения электрических схем станций и подстанций, производство электроэнергии; современные и перспективные источники электроэнергии.

В данном учебно-методическом комплексе отражены следующие вопросы: соответствие дисциплины «Электроэнергетика. Производство электроэнергии» стандарту; показана рабочая программа дисциплины; подробно описан график самостоятельной учебной работы студентов по дисциплине на каждый семестр с указанием ее содержания, объема в часах, сроков и форм контроля; расписаны методические указания по проведению самостоятельной работы студентов; предложен краткий конспект лекций по данному курсу; методические рекомендации по выполнению домашних занятий; показан перечень программных продуктов, реально используемых в практике деятельности студентов; методические указания по применению современных информационных технологий для преподавания учебной дисциплины; методические указания профессорско-преподавательскому составу по организации межсессионного и экзаменационного контроля знаний студентов; комплекты заданий для домашних заданий; фонд тестовых заданий для оценки качества знаний по дисциплине; контрольные

вопросы к зачету; карта обеспеченности дисциплины кадрами профессорско-преподавательского состава.

По данной дисциплине не предусмотрены практические занятия и контрольные работы.

1. Рабочая программа дисциплины

Рабочая программа по дисциплине «Электроэнергетика. Производство электроэнергии» составлена на основании Государственного образовательного стандарта ВПО по направлению подготовки дипломированного специалиста 650900 ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА специальности 140204 – «Электрические станции» и типовой программы по специальности.

**Федеральное агентство по образованию РФ
Амурский государственный университет**

УТВЕРЖДАЮ
Проректор по УНР

Е.С. Астапова

личная подпись, И.О.Ф

" __ " _____ 200__ г.

РАБОЧАЯ ПРОГРАММА

по дисциплине «Электроэнергетика. Производство электроэнергии»

для специальностей 140204, 140203, 140211, 140205
(дневная форма обучения) 140204, 140203, 140211, 140205
(заочная и ускоренная форма обучения) 140211, 140205

| Очная форма обучения | Ускоренная форма обучения |
|--|---------------------------------------|
| Курс 3 семестр 5 | Курс 2 семестр 4 |
| Лекции <i>18 часов</i> | Лекций <i>6 часов</i> |
| Практические занятия <i>18 часов</i> | Практические занятия <i>4 часа</i> |
| Зачет <i>5 семестр</i> | Зачет <i>4 семестр</i> |
| Самостоятельная работа <i>26 часов</i> | Самостоятельная работа <i>52 часа</i> |
| Всего часов <i>62 часа</i> | Всего часов <i>62 часа</i> |

Заочная форма обучения

Курс 4 семестр 7
Лекции *6 часа*
Практические занятия *4 часов*
Зачет *7 семестр*
Самостоятельная работа *52 часа*
Всего часов *62 часа*

Составитель: Ротачева А.Г., доцент.

Факультет *энергетический*
Кафедра *Энергетики*

2006

Рабочая программа составлена на основании Государственного образовательного стандарта высшего профессионального образования по направлению 650900 «Электроэнергетика». В рамках данного направления на кафедре Энергетики реализуется подготовка дипломированных специалистов по специальностям: 100100, 100200, 100400, 210400.

Рабочая программа обсуждена на заседании кафедры энергетики
« _____ » _____ 200__ г., протокол № _____

Заведующий кафедрой _____ Н.В. Савина

Рабочая программа одобрена на заседании УМС специальностей: 100100, 100200, 100400, 210400

« _____ » _____ 200__ г., протокол № _____

Председатель УМСС _____

СОГЛАСОВАНО

Начальник УМУ

_____ Г.Н.Торопчина

« _____ » _____ 200__ г.

СОГЛАСОВАНО

Председатель УМС факультета

« _____ » _____ 200__ г.

СОГЛАСОВАНО

Заведующий выпускающей кафедрой

« _____ » _____ 200__ г.

1. Цели и задачи дисциплины, ее место в учебном процессе

Цель преподавания дисциплины состоит в том, чтобы дать будущим специалистам в области электроэнергетики теоретические знания и изучение основных сведений по выполнению схем электрических станций.

Задачи изучения дисциплины - освоение студентами типовых схем электроустановок, правил отдачи оперативной команды на производство оперативных переключений, понятий об оперативных состояниях оборудования. Уделено внимание преобразовательным устройствам, приемникам электрической энергии, средствам автоматизации. Даются представления о видах и типов, а также электрических схем электростанций и подстанций.

Все это целиком распространяется на электрические станции. Специальности учитывают деятельность инженера по производству электрической энергии как проектировщика, электромонтажника и наладчика при новом строительстве и техническом перевооружении действующих предприятий.

В результате изучения дисциплины в соответствии с квалификационной характеристикой выпускников, студенты должны:

знать:

- использование принципов технологического процесса производства электрической энергии на различных типах электрических установках;
- включая нетрадиционные источники энергии.

уметь:

- навыки построения изображений технических изделий;
- оформления чертежей и электрических схем и составления спецификаций;

- составления электрических схем основных типов электроустановок и расчетов их базовых энергетических показателей;
- выбора простейших схем электрических соединений электрических станций.

Перечень дисциплин, освоение которых необходимо при изучении данной дисциплины - Математика: графы, теория алгоритмов, языки и грамматики, автоматы, комбинаторика; модели случайных процессов и величин, проверка гипотез, принцип максимального правдоподобия, статистические методы обработки экспериментальных данных; Информатика: общая характеристика процессов сбора, передачи, обработки и накопления информации; технические и программные средства реализации информационных процессов; модели решения функциональных и вычислительных задач; компьютерная графика; электромеханика: типы электрических машин и других электромеханических преобразователей; трансформаторы; автотрансформаторы; режимы работы трансформаторов; принцип, режим работы, конструкции и характеристики синхронных и асинхронных машин и машин постоянного тока; электроэнергетика: общая энергетика, электрическая часть станций и подстанций, передача и распределение электроэнергии.

2. Содержание дисциплины

2.1. Федеральный компонент

Производство электроэнергии: блок дисциплин включает вопросы целей, задач, структур электрооборудования электрических станций и подстанций, основные нормативно-технические принципы и построения электрических схем станций и подстанций, производство электроэнергии; современные и перспективные источники электроэнергии.

Согласно *Государственному образовательному стандарту ВПО по направлению подготовки дипломированного специалиста 650900 ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА специальности 140204 – «Электрические станции»* основная образовательная программа подготовки инженера состоит из дисциплин федерального компонента, дисциплин национально-регионального (вузовского) компонента, дисциплин по выбору студента, а также *факультативных дисциплин*. Дисциплины вузовского компонента и по выбору студента в каждом цикле должны содержательно дополнять дисциплины, указанные в федеральном компоненте цикла.

В квалификационной характеристике выпускника одной из задач его профессиональной деятельности является *эксплуатационная деятельность*:

- типы электростанций и особенности их технологического режима;
- электрические схемы электростанций, компоновка электростанций;
- электрооборудование электростанций;

-основные характеристики генераторов, трансформаторов, электродвигателей, электрических аппаратов и проводников;

- выбор электрооборудования;
- собственные нужды электростанций;
- схемы РУ, область их применения, закрытые и открытые РУ;-
- конструктивное выполнение РУ;
- заземляющие устройства, расчет заземляющих устройств.

2.2. Наименование тем, их содержание, объем в лекционных часах

В лекционном курсе в целостной форме обобщают полученные ранее знания по ТОО, электрическим машинам, переходным процессам, общей энергетике, электроэнергии, и на базе этого формируются представления о современных электрических станциях и подстанциях энергосистемы, их оборудование и о перспективном прогрессивном развитии энергетике.

ЛЕКЦИОННЫЙ КУРС (18 часов)

1. ВВЕДЕНИЕ. Основные понятия и определения об электрических станциях. (2 часов)

2. ПРОИЗВОДСТВО ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ (6 часов)

Виды, назначения, воздействия на окружающую среду ГЭК, ГАЭС, ТЭС. Возобновляемые источники энергии, виды, назначения, условия использования. Графики нагрузки энергосистемы: заполнения суточного графика нагрузки. Электроприемники и их категории.

3. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ И ИХ ОБОРУДОВАНИЯ (10 часов).

Электрические схемы эл.станций; электрооборудование эл.станций; собственные нужды эл.станций и их схемы; распределительные устройства и их схемы; заземление эл.сетей; система измерения, контроля, сигнализации и управления; автоматизация процесса производства электроэнергии на электростанциях; схемы РУ, область их применения, закрытые и открытые РУ; конструктивное выполнение РУ; заземляющие устройства; расчет заземляющих устройств.

ПРАКТИЧЕСКИЕ ЗАНЯТИЯ (18 ЧАСОВ)

1. Технологическая и структурная схема ТЭЦ - 2 часа

2. Технологическая и структурная схема КЭС, ГЭС и АЭС - 2 часов

3. Выбор силовых трансформаторов (автотрансформаторов) электростанций и подстанций - 4 часа

4. Схемы распределительных устройств 35-750 кВ - 6 часа

5. Схемы собственных нужд электростанций и подстанций -4 часа

2.4. Самостоятельная работа студентов

Включает изучение лекционного материала, справочной литературы.

Контролирующие материалы:

2.5. Вопросы к зачету

1. ТЭС, виды, назначение воздействия на окружающую среду.
2. ГЭС, сравнительная характеристика видов.
3. ГАЭС, назначение, принцип действия.
4. Возобновляемые источники энергии: виды, условия использования.
5. График нагрузки энергосистемы: заполнения по виду станций.
6. Особенности ТЭС, АЭС и ГЭС, учитываемые при заполнении суточного графика нагрузки.
7. Электроснабжение потребителей I, II, III, категории.
8. Особенности технологической схемы ТЭЦ относительно КЭС.
9. Виды технологических схем АЭС.
10. Особенности схемы ГЭС по мощности.
11. Виды РЧ в энергосистеме и область их применения.
12. Схемы подстанций и их виды.
13. Собственные нужды станций и подстанций.
14. Собственные нужды ГЭС.
15. Собственные нужды ТЭЦ.
16. Собственные нужды КЭС.
17. Собственные нужды подстанций.
18. Заземление электрических станций и подстанций.
19. Коммутационные аппараты: виды обозначения на схеме, назначение.
20. Заземляющие устройства: назначение, применение.

3. Учебно-методические материалы по дисциплине

Основная литература

1. Рожкова Л.Д., Корнеева Л.К. Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций.- М.: Академия, 2004.
2. Проектирование схем электроустановок. Балаков Ю.Н., Мисрихинов М.Ш., Шунтов А.В. Учебное пособие для вузов – М.: Издательство МЭИ, 2004.-288с.

3. Ополева Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения. Учебное пособие.-М: ФОРУМ ИНФРА.- М: 2006-480с.

Дополнительная литература

1. 1. Крючков И.П, Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций.-М.: Энергоатомиздат, 1989.

2. Идельчик В.И. Электрические системы и сети. – М.: Энергоатомиздат, 1989.

3. Козулин В.С., Рожкова Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций.- М.: Энергия, 1980.

4. Под ред. С.В.Усова Электрическая часть электростанций. -М.: Энергоатомиздат, 1987.

5. Гук Ю.Б., Кантан В.В., Петрова С.С. Проектирование электрической станций и подстанции. - М.: Энергоатомиздат, 1985.

6. Электрическая часть станций и подстанций. А.А. Васильев, И.П. Крючков и др. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 640 с.

7.Электротехнический справочник. Том 3, книга 1. М: Энергоатомиздат. 2002г., 878 с.

8. Стерман Л.С., Лавигин В.М. Тепловые и атомные электрические станции.- М: МЭИ, 2000.

Учебные пособия:

1. Слайды на медио проекторе.

2. Видео фильмы на DVD.

Задания для самостоятельной работы студентов.

В процессе изучения дисциплины (после каждого практического занятия) студенты последовательно разрабатывают предложенные преподавателем вопросы к самостоятельной работе и защищают их согласно

графику, указанному в учебно-методической (технологической) карте дисциплины.

4. Учебно-методическая (технологическая) карта дисциплины.

| Номер недели | Номер темы | Вопросы, изучаемые на лекции | Занятия (номера) | | Используемые нагляд. и метод. пособия | Самостоятельная работа студентов | | Формы контроля |
|--------------|------------|---|---|----------|---------------------------------------|----------------------------------|------|----------------|
| | | | практич. (семина.) | лаборат. | | содерж. | часы | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
| 1 | 1 | Основные понятия и определения об электрических станциях | | | Фильмы по курсу | | | |
| 2 | 2 | ГЭС, сравнительная характеристика видов. ГАЭС, назначение, принцип действия. Возобновляемые источники энергии: виды, условия использования. График нагрузки энергосистемы: заполнения по виду станций | Технологическая и структурная схема ТЭЦ Технологическая и структурная схема КЭС, ГЭС и АЭС | | Уч.пособие по курсу Эл.вар. | | | Блиц опрос |
| 3 | 3 | Особенности ТЭС, АЭС и ГЭС, учитываемые при заполнении суточного графика нагрузки. | | | Уч.пособие по курсу Эл.вар. | К.р | | |
| 4 | 3 | Электроснабжение потребителей I, II, III, категории. Особенности технологической схемы ТЭЦ относительно КЭС | Выбор силовых трансформаторов (автотрансформаторов) электростанций и подстанций | | Уч.пособие по курсу Эл.вар. | | | Блиц опрос |
| 5 | 3 | Виды технологических схем АЭС. Особенности схемы ГЭС по мощности. | Выбор силовых трансформаторов (автотрансформаторов) электростанций и подстанций | | Уч.пособие по курсу Эл.вар. | К.р. | | Блиц опрос |
| 6 | 3 | Виды РЧ в энергосистеме и область их применения. Схемы подстанций и их виды. | Схемы распределительных устройств 35-750 кВ | | Схемы.эл.вар. | | | Блиц опрос |
| 7 | 3 | Собственные нужды станций и подстанций. Собственные нужды ГЭС. | Схемы распределительных устройств 35-750 кВ | | Схемы.эл.вар. | К.р. | | Блиц опрос |
| 8 | 3 | Собственные нужды ТЭЦ, КЭС | Схемы распределительных устройств 35-750 кВ Схемы собственных | | Схемы.эл.вар. | | | Блиц опрос |

| | | | | | | | | |
|---|---|--|--|--|---------------|-----|--|------------|
| | | Собственные нужды подстанций. | нужд электростанций | | | | | |
| 9 | 3 | Заземление электрических станций и подстанций. Коммутационные аппараты: виды обозначения на схеме, назначение. Заземляющие устройства: назначение, применение. | Схемы собственных нужд электростанций и подстанций | | Схемы.эл.вар. | К.р | | Блиц опрос |

Разделы рабочей программы заочной и сокращенной форм обучения идентичны с разделами программы очной формы обучения за исключением часов аудиторных занятий и СРС.

1. Лекционный курс (6 часов)

1. ПРОИЗВОДСТВО ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ (2 часов)

Виды, назначения, воздействия на окружающую среду ГЭК, ГАЭС, ТЭС. Электроприемники и их категории.

2. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ И ИХ ОБОРУДОВАНИЯ (4 часов).

Электрические схемы эл.станций; электрооборудование эл.станций; распределительные устройства и их схемы; система измерения, контроля, сигнализации и управления; автоматизация процесса производства электроэнергии на электростанциях; схемы РУ, область их применения, закрытые и открытые РУ; конструктивное выполнение РУ.

2. Практические занятия (4 часов)

1. Выбор силовых трансформаторов (автотрансформаторов)

электростанций и подстанций - 2 часа

2. Схемы распределительных устройств 35-750 кВ - 2 часа

3. Самостоятельная работа студентов

Включает изучение лекционного материала п.2-3 и справочная литература п.3.

4. Учебно-методическая (технологическая) карта дисциплины.

| Номер недели | Номер темы | Вопросы, изучаемые на лекции | Занятия (номера) | | Используемые нагляд. и метод. пособия | Самостоятельная работа студентов | | Формы контроля |
|--------------|------------|--|---|----------|---------------------------------------|----------------------------------|------|----------------|
| | | | практич. (семина.) | лаборат. | | содерж. | часы | |
| 1 | 1 | Особенности ТЭС, АЭС и ГЭС, учитываемые при заполнении суточного графика нагрузки. | | | Уч. пособие по курсу Эл.вар. | Темы 2-3 | 2 | |
| 2 | 2 | Электроснабжение потребителей I, II, III, категории | Выбор силовых трансформаторов (автотрансформаторов) электростанций и подстанций | - | Уч. пособие по курсу Эл.вар. | Темы 2-3 | 6 | Блиц опрос |
| 3 | 3 | Схемы распределительных устройств 35-750 кВ | Схемы распределительных устройств 35-750 кВ | - | Схемы.эл.вар. | Темы 2-3 | 8 | Блиц опрос |

Учебные пособия:

1. Слайды на медио проекторе.
2. Видио фильмы на DVD.

2. Краткий конспект лекций

Тема 1. Введение. Основные понятия и определения об электрических станциях (2 часов)

Производство электрической энергии преследует цель закрепления, систематизации и расширения творческих знаний студента путем самостоятельного решения комплексных задач использования электрооборудования электрической станции, подстанции энергосистемы, главной понизительной подстанции промышленного предприятия.

В процессе изучения производства электрической энергии студент осваивает методику выполнения проектных решений, учится работать с технической литературой и читать электрические схемы.

Электрической схемой называется условное изображение соединений отдельных машин, аппаратов, приборов и токоведущих частей электрических установок между собой. При этом отдельные элементы электрической установки обозначаются условными знаками.

Электрические схемы в практике эксплуатации электрических установок служат для того, чтобы, не осматривая в (натуре всех агрегатов, приборов и соединительных проводников (кабелей, шин, линий), что зачастую является невозможным, в то же время ясно представлять, от каких агрегатов и через какие соединительные элементы, машины и приборы электрическая энергия подается к потребителям. В практике проектирования и монтажа электрических установок электрические схемы служат для того, чтобы знать, какой должна быть установка, какие элементы данной установки должны быть соединены между собой и каким образом. В последнем случае электрическая схема помогает быстро и правильно осуществить монтаж.

Знание электрических схем облегчает эксплуатацию электрических установок. Оперативные переключения совершенно не мыслимы без знания электрической схемы соединения, так как ошибочное включение или отключение отдельных машин, аппаратов и линий, как правило, ведет к

авариям (повреждению оборудования и недоотпуску электроэнергии), а зачастую и к человеческим жертвам. Так, включение под напряжение линии, на которой работают люди, будет сопровождаться человеческими жертвами. Подача напряжения на закороченный элемент электрической установки приведет к короткому замыканию, что, в свою очередь, может привести к повреждению оборудования, нарушению устойчивой параллельной работы электрической установки (станции, системы) и перерыву снабжения электроэнергией потребителей. Ошибочное отключение потребителей электрической энергии вызовет недоотпуск электроэнергии, а у некоторых, особо ответственных потребителей, может повести к человеческим жертвам и к нанесению огромного убытка народному хозяйству из-за остановки производства.

Наличие электрических схем отдельных элементов установки облегчает их ремонт. Во многих случаях незнание электрической схемы или неумение ее прочесть делает невозможным проведение ремонта электротехнического оборудования.

С другой стороны, умение читать электрические схемы и отличное знание схем оборудования и установки, в которой работает рабочий, служат залогом безаварийной работы в действующих установках – залогом перевыполнения норм выработки при монтажных работах, повышения качества и сокращения сроков профилактических ремонтов оборудования.

Простота и наглядность схем электрических установок достигаются тем, что каждый тип элементов установок обозначается особым, присвоенным ему значком, называемым условным обозначением.

С целью облегчения чтения электрических схем условное графическое обозначение каждого отдельного элемента электрической установки выражает наиболее характерные особенности данного элемента. Так, например, для генераторов и других вращающихся электрических машин характерно наличие круглых частей (ротор, статор), поэтому основным элементом условного обозначения вращающейся электрической машины

является окружность. Для масляного выключателя характерным является наличие размыкающихся контактов и кожуха. Эти две особенности и положены в основу условного графического обозначения масляного выключателя.

1. Синхронные генераторы и компенсаторы.

Как известно, синхронные генераторы являются основными источниками переменного тока. Они преобразуют механическую энергию вращения, получаемую от турбины, в электрическую энергию.

Внешний вид синхронного паротурбинного генератора представлен на рис. 1. В электрических схемах применяют несколько видов условных обозначений генераторов.

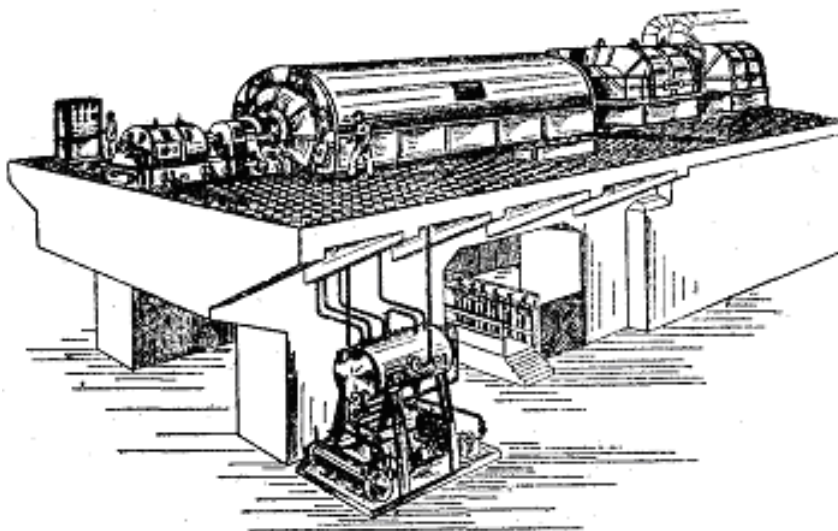


Рисунок 1. – Внешний вид синхронного паротурбинного генератора

Прежде всего, для обозначения синхронного генератора и компенсатора может быть применено общее обозначение для вращающейся электрической машины, приведенное на рис. 2, а) и б), причем первое из них применяется в однолинейных, а второе в многолинейных схемах. Вторая группа условных обозначений для синхронных генераторов и компенсаторов приведена на рис 2, в) и г). В этих обозначениях имеется по две окружности, одна из которых (внешняя) обозначает якорь (статор), а вторая (внутренняя) – возбуждатель синхронного генератора или компенсатора.

На последней окружности черными квадратиками указаны щетки. Третья группа (рис. 2, д, е, ж и з) включает в себе условное обозначение якоря (статора) и системы возбуждения. В них статор также обозначается окружностью, а система возбуждения – зигзагом и размещается рядом с окружностью (справа). Условные обозначения, приведенные на рис. 2, з) и е) – предназначаются для синхронных машин трехфазного тока с выведенной нейтральной (средней) точкой. Обозначения, приведенные на рис. 2, ж) и з), предназначаются для синхронных машин трехфазного тока с выведенными шестью концами фаз обмотки статора.

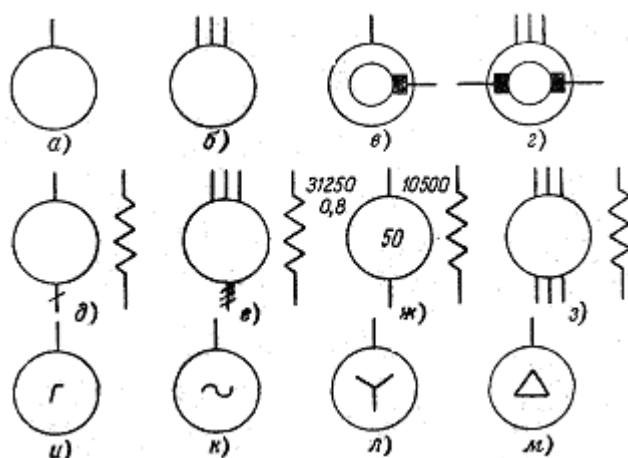


Рисунок 2. – Общее обозначение вращающейся электрической машины

Приведенные на рис. 2, з) и ж) обозначения предназначаются для однолинейных схем, а на рис 2, е) и з) – для трехлинейных схем.

Три черточка, пересекающие наискось линию, идущую вниз от окружности на рис. 2, е), обозначают три провода (фазы). Одна такая черточка на рис. 2, д), означает один провод (нейтральный).

Внутри обозначения машины могут быть поставлены буквы, обозначающие род машины. Буква Г (рис. 2, и) означает генератор (первая буква слова генератор); буквы СК обозначают синхронный компенсатор. Знак синусоиды (волнистая линия), нарисованная внутри окружности (рис. 2, к), указывает на то, что данная машина является машиной переменного тока. В некоторых случаях указывают, как соединены обмотки статора: в звезду (рис. 2, л и м) или в треугольник.

Иногда условное обозначение снабжается цифрами, которые обозначают напряжение, мощность, номинальный коэффициент мощности и частоту (рис. 2, ж).

Напряжение указывается в вольтах и ставится рядом с подходящими проводами; справа от вертикальных проводов и снизу под горизонтальными проводами.

Мощность указывается в киловольт-амперах (синхронные компенсаторы) и киловаттах (синхронные генераторы) и ставится слева от условного обозначения, при этом наименования величин можно не указывать.

Номинальный коэффициент мощности ($\cos(\varphi)$) ставится под величиной мощности.

Номинальная частота указывается в герцах внутри условного обозначения.

2. Силовые трансформаторы.

Трансформаторы служат для преобразования электрической энергии одного напряжения в электрическую энергию другого напряжения.

Трансформаторы имеют две или три (иногда и более) электрически не соединенных друг с другом группы обмоток на различные напряжения, например, первая 1 группа напряжением 6 000 кВ, трехфазные.

Для изображения трансформаторов применяют три вида условных обозначений: однолинейное, многолинейное и подробное (многолинейное с указанием обмоток) исполнение.

В обозначениях первых двух видов группа обмоток каждого напряжения обозначается окружностью. Так, двухобмоточный трансформатор обозначается двумя окружностями, а трехобмоточный – тремя окружностями. Кроме того, внутри окружности указывается вид соединения обмоток, условными обозначениями, приведенными на рис. 3:

Рис. 3. а) – Однофазная обмотка с двумя выводами;

Рис. 3. б) – Однофазная обмотка с двумя выводами и выведенной нейтральной (средней) точкой;

- Рис. 3. в) – Соединение обмоток двух фаз в открытый треугольник;
 Рис. 3. г) – Три однофазные обмотки, каждая с двумя выводами;
 Рис. 3. д) – трехфазная обмотка, соединенная в звезду;
 Рис. 3. е) – трехфазная обмотка, соединенная в звезду с выведенной нейтральной (средней) точкой;
 Рис. 3. ж) – трехфазная обмотка, соединенная в треугольник;
 Рис. 3. з) – трехфазная обмотка, соединенная в разомкнутый треугольник;
 Рис. 3. и) – трехфазная обмотка, соединенная в зигзаг.

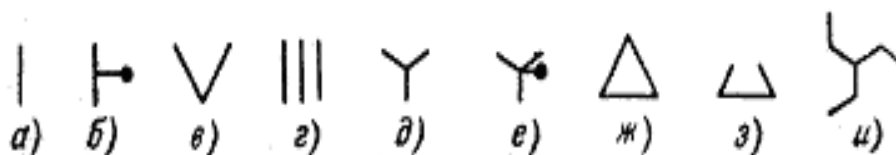


Рисунок 3. – Условные обозначения соединения обмоток

Однофазные двухобмоточные трансформаторы, обозначаются так, как указано на рис. 4, а), б), в), г), д) и е), где на рис. 4, а) и г) дано однолинейное изображение (на рис. 4, а) – нормального трансформатора, а на рис 4, г) – трансформатора с экраном между обмотками), на рис. 4, б) и д) – двухлинейное (без экрана и с экраном), а на рис. 4, б) и е) – подробное. Однофазные трехобмоточные трансформаторы обозначаются так, как указано на рис 4, ж), з) и на рис. 4, ж) – однолинейное изображение; на рис. 4, з) – многолинейное, а на рис. 4, и) – подробное. Изображения трехфазных двухобмоточных трансформаторов представлены на рис. 4, к), л) и м). На рис. 4, о) приведено однолинейное соединение.

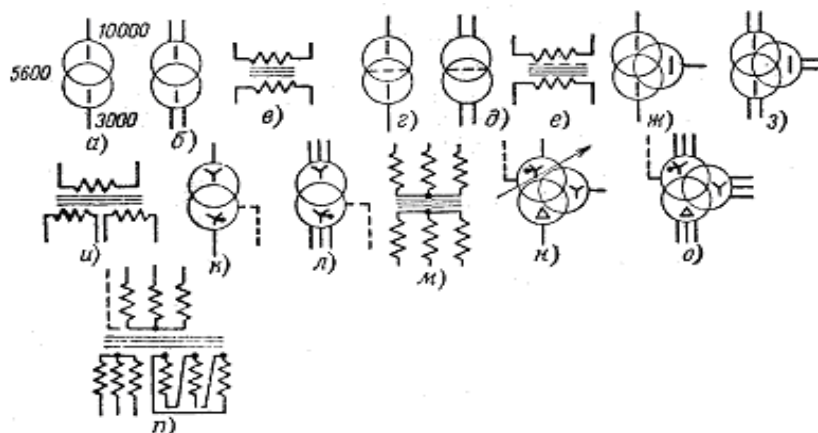


Рисунок 4. –Однофазные двухобмоточные трансформаторы

Тема 2. Способы производства электроэнергии (6 часов)

ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ (ТЭС)

Основной тип электростанций в России – тепловые, работающие на органическом топливе (уголь, мазут, газ, сланцы, торф). Среди них главную роль играют мощные (более 2 млн. кВт) ГРЭС – государственные районные электростанции, обеспечивающие потребности экономического района, работающие в энергосистемах.

Тепловыми называют такие электростанции, где тепловую и электрическую энергию получают благодаря сжиганию в топках котлов или самих двигателях твердого, жидкого или газообразного топлива. Поэтому различают электростанции угольные (где сжигают кусковой или переработанный уголь в угольную пыль), торфяные, сланцевые, дизельные, работающие на жидком топливе, а также электростанции, где в топках котлов сжигается мазут или газ, и газотурбинные, где газ сгорает не в топках котлов, а в турбине.

Среди тепловых значительную часть составляют конденсационные электростанции (КЭС), предназначенные в основном для выработки электрической энергии и снабжения ею потребителей. На них широко применяют агрегаты с единичными мощностями 200, 300, 500, 800 МВт и более. Коэффициент полезного действия (кпд) современных КЭС достигает 40 – 42 %. Среди тепловых станций они являются наиболее мощными (2400 – 4800 МВт и выше), и называются ГРЭС. Главный корпус ГРЭС показан на рис. 5. Эти станции вместе с гидроэлектростанциями служат основной базой электрификации России.

Следующей значительной группой среди тепловых станций являются теплоэлектроцентрали (ТЭЦ), которые предназначены для комбинированной выработки тепловой (пара и горячей воды) и электрической энергии. Комбинированная выработка энергии повышает кпд современных ТЭЦ до 65 – 70 %.

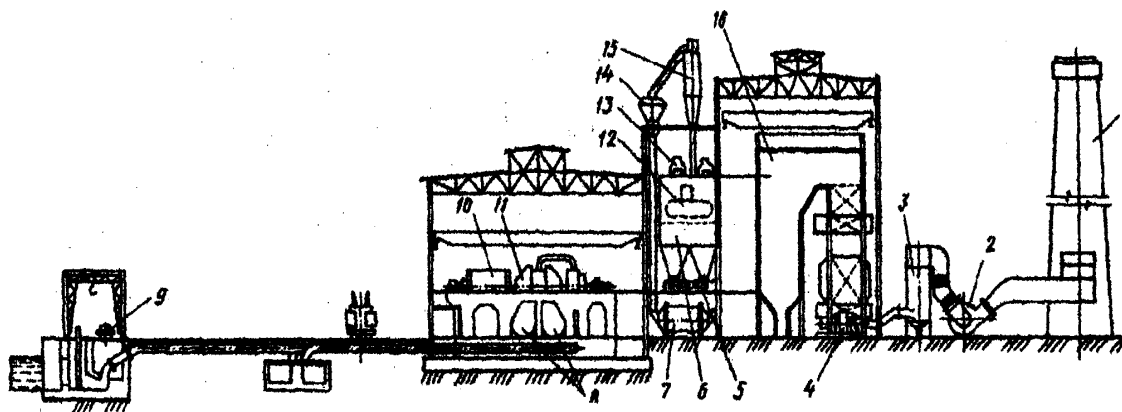


Рисунок 5. – Главный корпус ГРЭС (поперечный разрез):

1 – дымовая труба; 2 – дымосос; 3 – золоуловитель; 4 – дутьевой вентилятор; 5 и 6 – питатель в бункер сырого угля; 7 – углеразмольная мельница; 8 – конденсаторы турбины; 9 – циркуляционный насос; 10 – генератор; 11 – паровая турбина; 12 – деаэратор; 13 – транспортер угля; 14 – сепаратор; 15 – циклон; 16 – котел.

Кусковой уголь через ленточные транспортеры (рис. 5) и угольные склады поступает в бункер, взвешивается на весах для дальнейшего определения удельных расходов условного топлива (на выработанный киловатт-час), а затем попадает в мельницу (куда подводится горячий воздух), где размалывается и окончательно подсушивается. Отсюда угольная пыль выносится в сепаратор, в котором освобождается от недостаточно размолотых крупных частиц угля. Пылевоздушная смесь из сепаратора поступает в циклон, где происходит отделение пыли от газов.

Полученное таким образом пылевидное топливо подается питателями пыли (шнеками) в горелки котельного агрегата, распыляется и сгорает в топке. В топку котла подается подогретый воздух. Выпавшие шлаки удаляются багерным насосом, а зола, находящаяся в отработанных газах во взвешенном состоянии, улавливается и удаляется золоуловителем. Для создания тяги в топке и выброса отработанных газов служат дымосос и дымовая труба.

Полученный в котельном агрегате пар поступает в турбину, которая приводит в действие генератор. Отработавший в турбине пар поступает в конденсатор, в котором создается вакуум, пар, охлаждается и превращается в воду (конденсат). Конденсат подается конденсатным насосом в деаэрактор, где очищается от кислорода и других газов, а затем питательным насосом в котел. Таким образом, создается постоянный замкнутый пароводяной цикл.

На размещение тепловых электростанций оказывает основное влияние топливный и потребительский факторы. Наиболее мощные ТЭС расположены, как правило, в местах добычи топлива. Тепловые электростанции, использующие местные виды топлива (торф, сланцы, низкокалорийные и многозольные угли), ориентируются на потребителя и одновременно находятся у источников топливных ресурсов. Потребительскую ориентацию имеют электростанции, использующие высококалорийное топливо, которое экономически выгодно транспортировать. Что же касается тепловых электростанций, работающих на мазуте, то они располагаются преимущественно в центрах нефтеперерабатывающей промышленности. Преимущества тепловых электростанций по сравнению с другими типами электростанций заключаются в следующем:

- Относительно свободное размещение, связанное с широким распространением топливных ресурсов в России;
- Способность вырабатывать электроэнергию без сезонных колебаний (в отличие от ГРЭС).

К недостаткам относятся:

- Использование не возобновляемых топливных ресурсов;
- Низкий КПД;
- Крайне неблагоприятное воздействие на окружающую среду.

ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ (ГЭС)

Работа гидравлических станций (ГЭС) (рис. 6.) основана на использовании водной энергии.

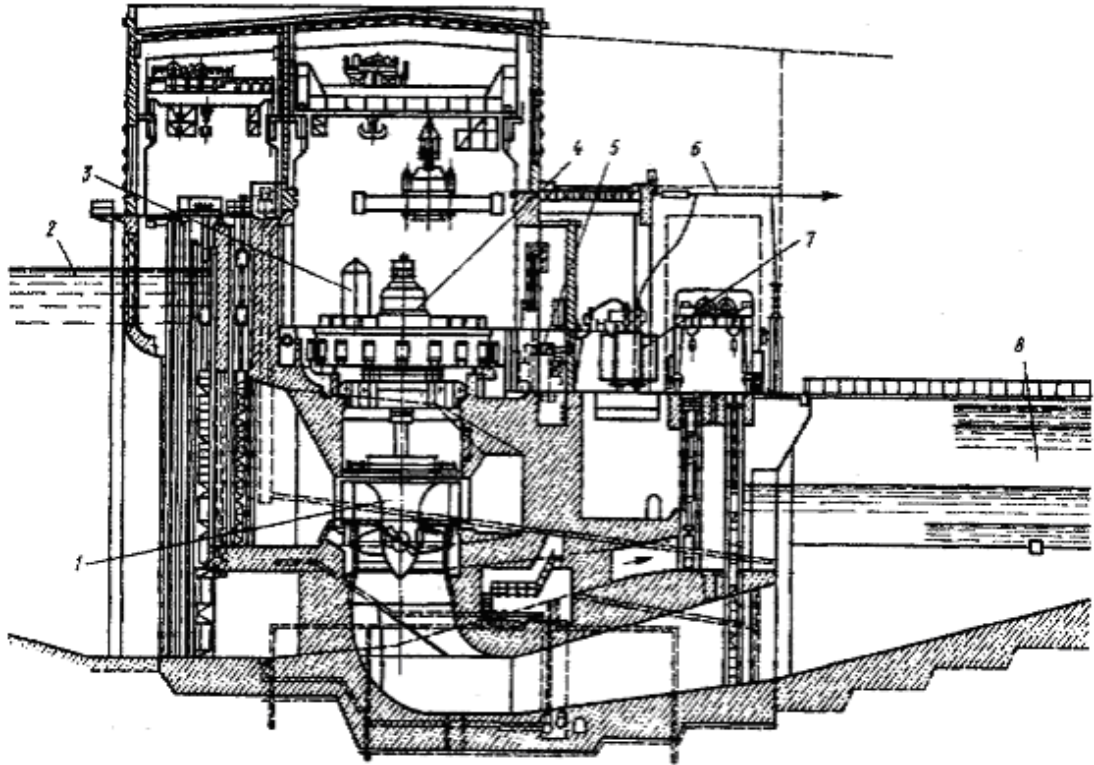


Рисунок 6. – Здание ГЭС (поперечный разрез):

1 – Гидротурбина; 2 и 8 – Нормальные уровни верхнего и нижнего бьефов; 3 – Маслонапорная установка гидротурбины; 4 – Гидрогенератор; 5 – Закрытое распределительное устройство; 6 – Линия к подстанции; 7 – Повышающий трансформатор.

Первичными двигателями на ГЭС являются гидротурбины, которые приводят во вращение синхронные гидрогенераторы. Мощность, развиваемая гидроагрегатом, пропорциональна напору H и расходу воды Q , т. е.:

$$P = QCH .$$

Таким образом, мощность ГЭС определяется расходом и напором воды.

На ГЭС, как правило, напор воды создается плотиной. Водное пространство перед плотиной называется верхним бьефом, а ниже плотины – нижним бьефом. Разность уровней верхнего (УВБ) и нижнего бьефа (УНБ) определяет напор H .

Верхний бьеф образует водохранилище, в котором накапливается вода, используемая по мере необходимости для выработки электроэнергии.

В состав гидроузла на равнинной реке входят: плотина, здание электростанции, водосбросные, судопропускные (шлюзы), рыбопропускные сооружения и другие.

На горных реках сооружаются ГЭС, которые используют большие естественные уклоны реки. Однако при этом обычно приходится создавать систему деривационных сооружений. К ним относятся сооружения, направляющие воду в обход естественного русла реки: деривационные каналы, туннели, трубы.

В электрической части ГЭС во многом подобны конденсационным электростанциям. Как и КЭС, гидроэлектростанции обычно удалены от центров потребления, так как место их строительства определяется в основном природными условиями. Поэтому электроэнергия, вырабатываемая ГЭС, выдается на высоких и сверхвысоких напряжениях (110 – 500 кВ). Отличительной особенностью ГЭС является небольшое потребление электроэнергии на собственные нужды, которое обычно в несколько раз меньше, чем на ТЭС. Это объясняется отсутствием на ГЭС крупных механизмов в системе собственных нужд.

Благодаря меньшим эксплуатационным расходам себестоимость электроэнергии на ГЭС, как правило, в несколько раз меньше, чем на тепловых электростанциях.

В современных энергосистемах при сооружении ГЭС одновременно с энергетическими решаются важные народнохозяйственные задачи:

- Орошение земель и развитие судоходства;
- Обеспечение водоснабжения крупных городов и промышленных предприятий.

Технология производства электроэнергии на ГЭС довольно проста и легко поддается автоматизации. Пуск агрегата ГЭС занимает не более 50 с, поэтому резерв мощности в энергосистеме целесообразно обеспечить именно этими агрегатами.

Коэффициент полезного действия ГЭС обычно составляет около 85 – 90 %.

АТОМНЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ (АЭС)

Атомные электростанции (АЭС) относятся к тепловым электрическим станциям, однако из-за ряда специфических особенностей выделяются в самостоятельную группу. Первая в мире атомная станция была пущена в 1954 году, а сейчас работают Белоярская, Нововоронежская, Ленинградская, Кольская и другие АЭС, которые постепенно будут вытеснять электростанции, работающие на органическом топливе. Коэффициент полезного действия атомных электростанций пока невысок – 20 – 30 %.

Устройство, в котором происходит процесс деления ядер с выделением теплоты, называют атомным реактором. На АЭС применяют несколько видов реакторов: водоводяные энергетические ВВЭР-440, ВВЭР-1000, РБМК-1500, а также на быстрых нейтронах.

Схема атомной электростанции показана на рис. 7. Для регулирования скорости процесса выделения теплоты (его замедления) в атомных реакторах применяют графитовые стержни. Теплота, выделяемая при получении ядерной энергии, передается в реакторе 1 охлаждающему теплоносителю (например, обычной воде, диоксиду углерода, гелию), который с помощью реакторного насоса 9 пропускается через специальный теплообменник 2, а затем с помощью насоса 8 перекачивается в парогенератор 3. Здесь вода превращается в пар, поступающий в турбину 4. На одном валу с турбиной находится генератор (турбогенератор 5), от которого электроэнергия подается в электрическую сеть. Реактор 1 и промежуточный теплообменник 2 являются источниками радиоактивного излучения, опасного для жизни.

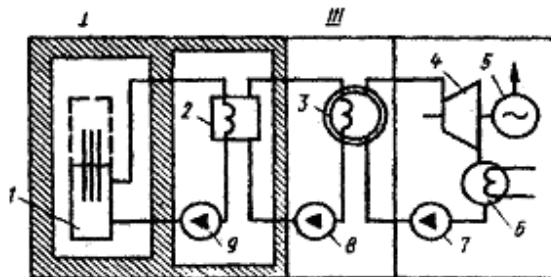


Рисунок 7. – Схема атомной электростанции

Для приема электроэнергии, вырабатываемой электростанциями, ее преобразования и электроснабжения потребителей передачи электроэнергии из одного энергорайона в другой служат электрические сети и их подстанции. В зависимости от характера потребителей, расположения и мощности электростанции в данном районе, конфигурации, длины и напряжения электрических сетей, атмосферных и других условия электрические подстанции имеют различное назначение и разнообразное оборудование.

КЛАССИФИКАЦИЯ ПОДСТАНЦИЙ

В современных энергосистемах основными признаками, определяющими тип подстанции, являются ее местоположение, назначение и роль в энергосистеме. Главными факторами, которые в настоящее время определяют классификацию сетевых подстанций по степени их сложности, являются:

- Главная схема электрических соединений и присоединение ее к системе (тупиковая, ответвительная, проходная или узловая);
- Число отходящих линий на высшем и среднем напряжении;
- Способ управления и обслуживания подстанции (полностью автоматическая подстанция или с постоянным дежурным персоналом);
- С выключателями на стороне высшего напряжения или без них;
- С компенсирующими устройствами или без них.

Все сетевые подстанции можно разбить на три основные категории:

- I. Подстанции по упрощенным схемам, как правило, без выключателей;
- II. Проходные подстанции с малым числом линий и выключателей;
- III. Узловые подстанции (мощные коммутационные узлы системы).

По своему назначению подстанции I и II категории разделяются на:

- 1) Потребительские подстанции;
- 2) Системные подстанции.

Потребительские подстанции в основном характеризуются наличием двух напряжений, то есть установкой, как правило, двухобмоточных трансформаторов.

К потребительским подстанциям в отдельных случаях можно отнести также подстанции с установкой трехобмоточных трансформаторов 110/35/6 – 10 кВ, а также с трансформаторами 220/35/6 – 10 кВ.

Все подстанции с установкой автотрансформаторов являются системными подстанциями.

По характеру выдачи мощности и питанию нагрузки системные подстанции можно разбить на:

1) Подстанции, выдающие мощность через автотрансформаторы из сети высшего напряжения в сеть среднего напряжения для электроснабжения на этом напряжении целых районов;

2) Подстанции с реверсивным потоком мощности через автотрансформаторы из сети ВН в сеть СН и наоборот (при наличии группы электростанций в сети среднего напряжения);

3) Подстанции с комбинированным режимом работы, когда наряду с обменными потоками между ВН и СН имеется нагрузка на стороне низшего напряжения 6 – 35 кВ.

Таким образом, по рассматриваемому признаку основным назначением системных подстанций является осуществление прямой электрической связи между сетями высшего и среднего напряжений с выдачей значительных потоков мощности.

По способу присоединения к сети подстанции разделяются на:

1) Тупиковые:

а) Питаемые по одной тупиковой линии;

б) Питаемые по двум тупиковым линиям;

2) Ответвительные:

а) Ответвление от одной проходящей линии;

б) Ответвление от двух проходящих линий;

3) Проходные (транзитные):

а) Включаемые в рассечку одной проходящей линии с двусторонним питанием;

б) То же с односторонним питанием;

в) Включаемые в рассечку двух проходящих линий;

4) Комбинированные, когда, кроме питающих линий, от подстанции отходят дополнительно одна – две радиальные или транзитные линии.

Ответвительные подстанции в свою очередь разделяются на подгруппы:

а) Подстанции с глухим присоединением к проходящим линиям;

б) Подстанции с автоматическим секционированием участков линий.

Подстанции I категории также разделяются на:

- 1) Подстанции без подпитки;
- 2) Подстанции с подпиткой со стороны низшего или среднего напряжений.

По местоположению проходные и мощные узловые подстанции разделяются на:

- 1) Подстанции, расположенные на трассе слабой одиночной внутрисистемной или межсистемной связи;
- 2) Подстанции, представляющие собой мощные коммутационные узлы системы, через которые на стороне высшего напряжения по линиям проходят большие межсистемные транзитные потоки мощности.

По количеству устанавливаемых трансформаторов подстанции разделяются на:

- 1) Однотрансформаторные;
- 2) Двухтрансформаторные;
- 3) Трех – Четырехтрансформаторные.

По типам устанавливаемых трансформаторов подстанции разделяются на следующие:

- 1) С двухобмоточными трансформаторами;
- 2) С трехобмоточными трансформаторами;
- 3) С трансформаторами с расщепленными обмотками НН;
- 4) С автотрансформаторами.

По количеству напряжений на подстанции возможны:

- 1) Подстанции с двумя напряжениями (ВН+НН);
- 2) Подстанции с двумя напряжениями (ВН+СН);
- 3) Подстанции с тремя напряжениями (ВН+СН+НН);
- 4) Подстанции с четырьмя напряжениями (ВН+СН+СН+НН).

В мощных узловых подстанциях возможно также два напряжения НН, например 10 и 35 кВ, для питания некоторых удаленных потребителей местного района.

По типам компенсирующих устройств и специальным системным функциям подстанции разделяются на следующие группы:

- 1) С установкой синхронных компенсаторов;
- 2) С установкой шунтовых батарей статических конденсаторов;
- 3) С установкой синхронных компенсаторов и шунтовых батарей конденсаторов;
- 4) С установкой продольной емкостной компенсации (УПК);
- 5) С установкой шунтирующих реакторов.

По способу управления подстанции разделяются на:

- 1) Полностью автоматические подстанции, без постоянного дежурного персонала;
- 2) С дежурством на дому;
- 3) С постоянным дежурным персоналом.

Тема 3. Электрические схемы электрических станций и подстанций (10 часов).

СТРУКТУРНЫЕ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

Структурная электрическая схема зависит от состава оборудования (числа генераторов, трансформаторов), распределения генераторов и нагрузки между распределительными устройствами (РУ) разного напряжения и связи между этими РУ.

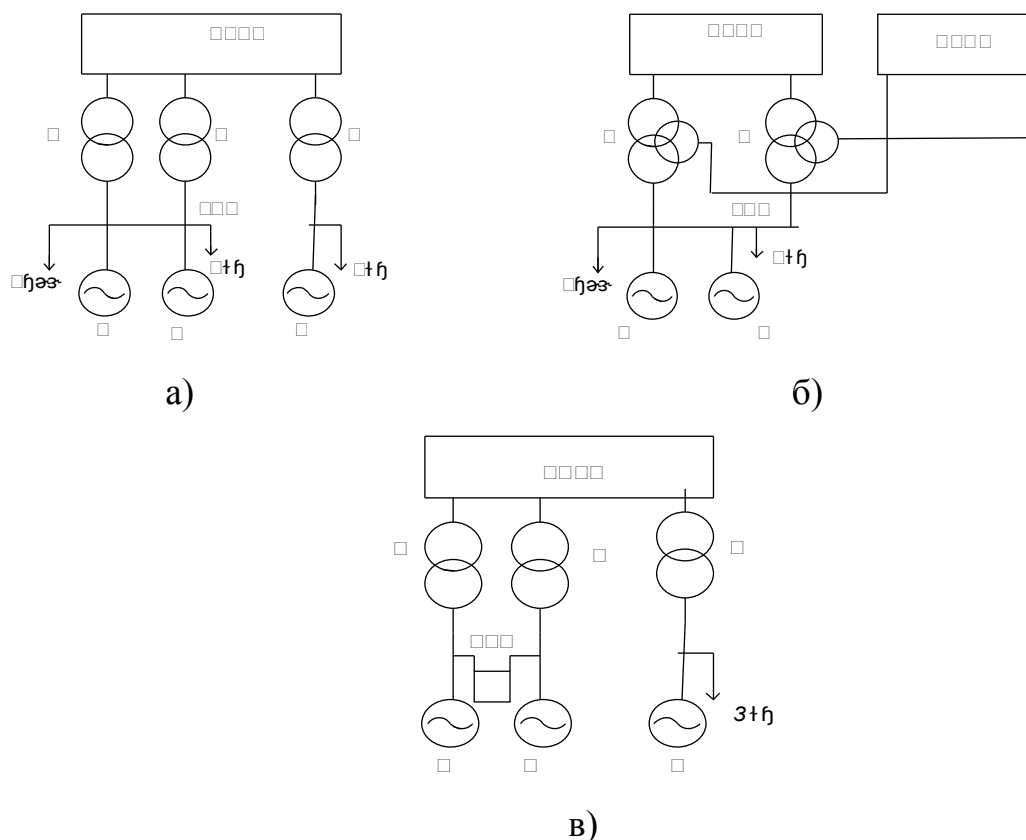


Рисунок 8. – Структурные схемы ТЭЦ

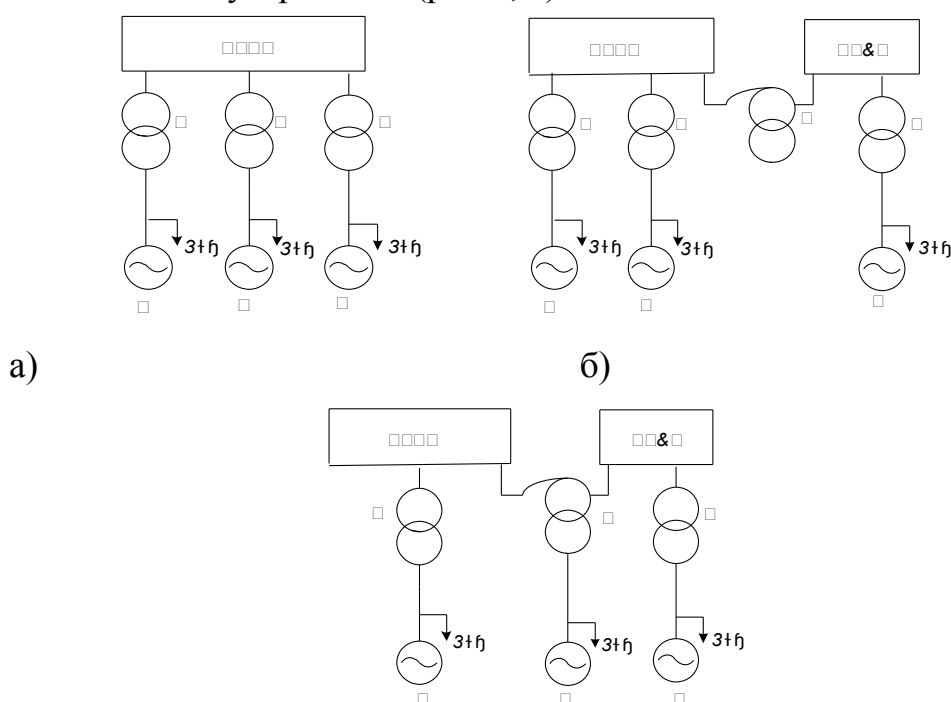
На рис. 8. показаны структурные схемы ТЭЦ. Если ТЭЦ сооружается вблизи потребителей электроэнергии $U = 6 - 10 \text{ кВ}$, то необходимо иметь распределительное устройство генераторного напряжения (ГРУ). Количество генераторов, присоединяемых к ГРУ, зависит от нагрузки $U = 6 - 10 \text{ кВ}$. На рис. 8, а) два генератора присоединены к ГРУ, а один, как правило, более мощный, – к распределительному устройству высокого напряжения (РУВН).

Линии 110- 220 кВ, присоединенные к этому РУ, осуществляют связь с энергосистемой.

Если вблизи ТЭЦ предусматривается сооружение энергоемких производств, то питание их может осуществляться по ВЛ $U = 35 - 110\text{кВ}$. В этом случае на ТЭЦ предусматривается распределительное устройство среднего напряжения (РУСН) (рис. 8, б). Связь между РУ разного напряжения осуществляется с помощью трехобмоточных трансформаторов или автотрансформаторов.

При незначительной нагрузке ($U = 6 - 10\text{кВ}$) целесообразно блочное соединение генераторов с повышающими трансформаторами без поперечной связи на генераторном напряжении, что уменьшает токи КЗ и позволяет вместо дорогостоящего ГРУ применить комплектное РУ для присоединения потребителей 6- 10 кВ (рис. 8, в). Мощные энергоблоки 100- 250 МВт присоединяются к РУВН без отпайки для питания потребителей. Современные мощные ТЭЦ обычно имеют блочную схему.

На рис. 9. показаны структурные схемы электростанций с преимущественным распределением электроэнергии на повышенном напряжении (КЭС, ГЭС, АЭС). Отсутствие потребителей вблизи электростанций позволяет отказаться от ГРУ. Все генераторы соединяются в блоки с повышающими трансформаторами. Параллельная работа блоков осуществляется на высоком напряжении, где предусматривается распределительное устройство (рис.9, а).



в)

Рисунок 9. – Структурные схемы КЭС, ГЭС, АЭС

Если электроэнергия выдается на высшем и среднем напряжении, то связь между РУ осуществляется автотрансформатором связи (рис. 9, б) или автотрансформатором, установленным в блоке с генератором (рис. 9, в).

На рис. 10 показаны структурные схемы подстанций. На подстанции с двухобмоточными трансформаторами (рис. 10, а) электроэнергия от системы поступает в РУВН, затем трансформируется и распределяется между потребителями в РУНН. На узловых подстанциях осуществляется связь между отдельными частями энергосистемы и питание потребителей (рис. 10, б). Возможно сооружение подстанций с двумя РУ среднего напряжения, РУВН и РУНН. На таких подстанциях устанавливаются два автотрансформатора и два трансформатора (рис. 10, в).

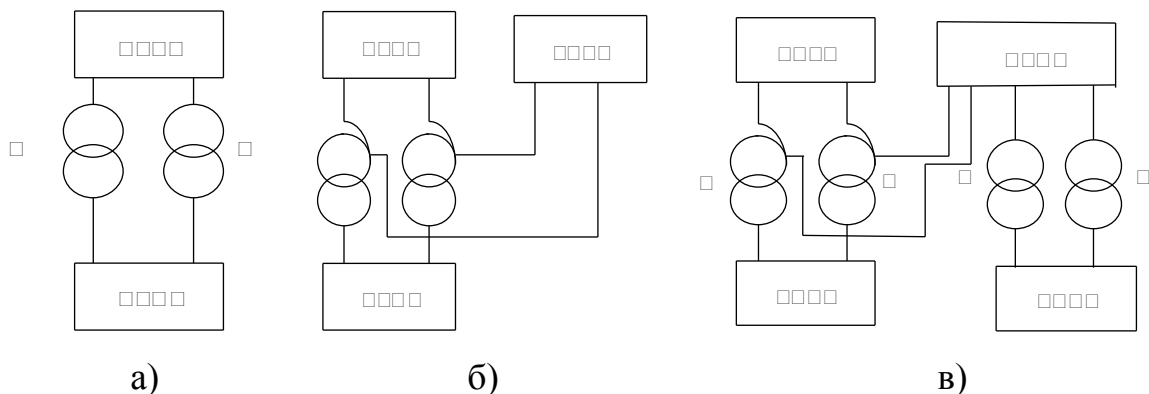


Рисунок 10 – Структурные схемы подстанций

ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРОВ.

ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ТЭЦ

На электростанциях, имеющих шины генераторного напряжения, предусматривается установка трансформаторов для связи этих шин с шинами повышенного напряжения. Такая связь необходима для выдачи избыточной мощности в энергосистему в нормальном режиме, когда работают все

генераторы, и для резервирования питания нагрузок на напряжении 6 – 10 кВ при плановом или аварийном отключении одного генератора.

Число трансформаторов связи обычно не превышает двух и выбирается из следующих соображений.

При трех или более секциях сборных шин ГРУ устанавливаются два трансформатора связи. Это позволяет создать симметричную схему и уменьшить перетоки мощности между секциями при отключении одного генератора.

При выдаче в энергосистему от ТЭЦ значительной мощности, соизмеримой с мощностью вращающегося резерва энергосистемы (10 – 12 % общей установленной мощности энергосистемы), необходима установка двух трансформаторов. В этом случае обеспечивается надежная выдача избыточной мощности в энергосистему.

В остальных случаях, когда ГРУ состоит из одной – двух секций и выдаваемая в энергосистему мощность невелика, допустима установка одного трансформатора связи.

Трансформаторы связи должны обеспечить выдачу в энергосистему всей активной и реактивной мощности генераторов за вычетом нагрузок собственных нужд и нагрузок распределительного устройства генераторного напряжения в период минимума нагрузки, а также выдачу в сеть активной мощности, вырабатываемой по тепловому графику в нерабочие дни.

Мощность трансформаторов связи выбирается с учетом возможности питания потребителей в летний период, когда при снижении тепловых нагрузок может потребоваться остановка теплофикационных агрегатов. Также учитывается необходимость резервирования питания нагрузок в период максимума при выходе из строя наиболее мощного генератора, присоединенного к ГРУ.

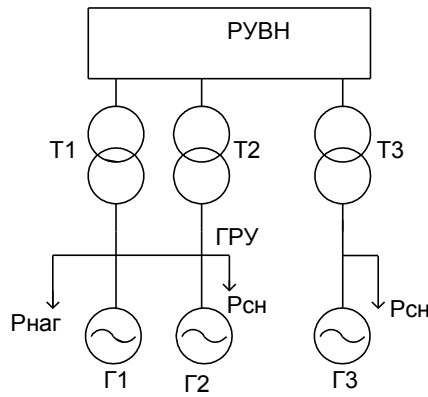


Рисунок 11. – Схема выдачи электроэнергии ТЭЦ

На рис. 11. приведена схема выдачи электроэнергии ТЭЦ, где условно показаны сборные шины генераторного и высшего напряжения.

Мощность, передаваемая через трансформатор, определяется с учетом различных значений $\cos(\varphi)$ генераторов, нагрузки и потребителей собственных нужд:

$$S_{расч} = \sqrt{(\sum P_G - P_n - \sum P_{C,H})^2 + (\sum Q_G - Q_n - \sum Q_{C,H})^2} \quad (1)$$

где $\sum P_G$, $\sum Q_G$ – активная суммарная и реактивная мощность генераторов, присоединенных к сборным шинам; $\sum P_n$, $\sum Q_n$ – активная и реактивная нагрузка на генераторном напряжении; $\sum P_{C,H}$, $\sum Q_{C,H}$ – активная и реактивная нагрузка собственных нужд.

Передаваемая через трансформатор связи мощность изменяется в зависимости от режима работы генераторов и графика нагрузки потребителей. Эту мощность можно определить на основании суточного графика выработки мощности генераторами и графиков нагрузки потребителей и собственных нужд ТЭЦ. При отсутствии таких графиков определяют мощность, передаваемую через трансформатор, в трех режимах: в режиме минимальных нагрузок, подставляя в (1) $P_{n,min}$, $Q_{n,min}$ находят $S_{1расч}$, в режиме максимальных нагрузок $P_{n,max}$, $Q_{n,max}$ находят $S_{2расч}$, в аварийном режиме при отключении самого мощного генератора (изменяется величина $\sum P_G$, $\sum Q_G$) находят $S_{3расч}$.

По наибольшей расчетной нагрузке определяется мощность трансформаторов связи. При установке двух трансформаторов:

$$S_T \geq \frac{S_{расч, max}}{K_3 \cdot n} \quad (2)$$

где $K_3 = 0,7$ – коэффициент загрузки трансформатора;

n – количество трансформаторов.

Трансформаторы связи могут работать как повышающие в режиме выдачи мощности в энергосистему и как понижающие при передаче мощности из энергосистемы. Реверсивная работа вызывает необходимость применения трансформаторов с регулированием напряжения под нагрузкой.

Трансформаторы могут быть трехобмоточными, если на ТЭЦ кроме нагрузок 6 – 10 кВ имеются нагрузки на 35 кВ, составляющие не менее 15 % общей нагрузки трансформатора, а связь с энергосистемой осуществляется на напряжении 110 кВ.

При нагрузке на 35 кВ менее 15 % устанавливаются двухобмоточные трансформаторы 35/6 – 10 кВ.

Выбор трансформаторов производится по загрузке обмоток низшего напряжения, которая определяется в трех указанных выше режимах по (1).

На ТЭЦ с блочным соединением генераторов мощность блочного трансформатора выбирается по расчетной мощности:

$$S_{расч} = \sqrt{(P_G - P_n - P_{C,H})^2 + (Q_G - Q_n - Q_{C,H})^2} \quad (3)$$

где P_n – нагрузка, присоединенная к ответвлению от энергоблока. Если нагрузка присоединена к двум энергоблокам, то при определении $S_{расч}$ следует принять $P_n/2$.

Если от энергоблока получают питание только собственные нужды, то

$$S_{расч} = \sqrt{(P_G - P_{C,H})^2 + (Q_G - Q_{C,H})^2} \quad (4)$$

ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ СВЯЗИ НА КЭС, ГЭС И АЭС

На мощных КЭС, ГЭС и АЭС выдача электроэнергии в энергосистему происходит на двух, а иногда на трех повышенных напряжениях. Связь между распределительными устройствами разного напряжения осуществляется обычно с помощью автотрансформаторов, применение которых обусловлено рядом преимуществ.

Мощность автотрансформаторов выбирается по максимальному перетоку между распределительными устройствами высшего и среднего напряжения, который определяется по наиболее тяжелому режиму. Расчетным режимом может быть выдача мощности из РУ среднего напряжения в РУ высшего напряжения, имеющего связь с энергосистемой. При этом необходимо учитывать в расчете минимальную нагрузку на шинах СН. Более тяжелым может оказаться режим передачи мощности из РУ высшего напряжения в РУ среднего напряжения при максимальной нагрузке на шинах СН и отключении одного из энергоблоков, присоединенных к этим шинам.

Число автотрансформаторов связи определяется схемой прилегающего района энергосистемы. При наличии дополнительных связей между линиями высшего и среднего напряжения в энергосистеме на электростанции может быть установлен один автотрансформатор, а в некоторых случаях возможен отказ от установки автотрансформатора связи. При таком решении упрощается конструкция РУ и уменьшаются токи КЗ на шинах высшего и среднего напряжения.

Если связей между линиями высшего и среднего напряжения в прилегающем районе энергосистемы нет, то устанавливаются два автотрансформатора.

Переток мощности через автотрансформаторы связи определяется выражением:

$$S_{расч} = \sqrt{(\sum P_G - P_n - P_{C,H})^2 + (\sum Q_G - Q_n - Q_{C,H})^2}, \quad (5)$$

где $e P_G$, $e Q_G$ – активная и реактивная мощности генераторов, присоединенных к шинам среднего напряжения;

$P_{C,H}$, $Q_{C,H}$ – активная и реактивная нагрузки собственных нужд блоков, присоединенных к шинам среднего напряжения;

P_H , Q_H – активная и реактивная нагрузки на шинах среднего напряжения.

Расчетная мощность определяется для трех режимов: максимальная, минимальная нагрузка СН и отключение энергоблока, присоединенного к шинам среднего напряжения при максимальной нагрузке потребителей. По наибольшей расчетной мощности выбирается номинальная мощность автотрансформатора с учетом допустимой перегрузки.

Возможна установка автотрансформаторов в блоке с генератором. В этом случае мощность автотрансформатора выбирается с учетом коэффициента выгоды. Известно, что обмотка низшего напряжения рассчитывается на типовую мощность автотрансформатора:

$$S_{НН} = S_{ТИП} = S_{НОМ} \cdot k_{ВЫГ} S_{НОМ}, \quad (6)$$

где $S_{НОМ}$ – номинальная мощность автотрансформатора по каталогу;

$k_{ВЫГ}$ – коэффициент выгоды.

Так как обмотка низшего напряжения должна быть рассчитана на полную мощность генератора, то:

$$S_G \leq S_{НН} = k_{ВЫГ} \cdot S \quad (7)$$

откуда:

$$S_{НОМ} \geq \frac{S_G}{k_{ВЫГ}}.$$

Коэффициент выгоды зависит от коэффициента трансформации автотрансформатора и находится в пределах 0,33 – 0,667.

Соответственно мощность автотрансформатора в блоке с генератором составляет:

$$S_{НОМ} = 3 - 1.5 \text{ } \text{Ч} S_{Г}$$

Увеличение мощности автотрансформатора при установке его в блоке с генератором снижает эффективность применения схемы связи. В этой схеме автотрансформатор работает в комбинированном режиме, т. е. передает электроэнергию со стороны низшего напряжения на сторону высшего или среднего напряжения и осуществляет переток между РУ среднего и высшего напряжения. Комбинированные режимы требуют строгого контроля загрузки обмоток.

Окончательный выбор того или иного способа присоединения автотрансформаторов должен быть обоснован технико-экономическим расчетом.

ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ПОДСТАНЦИИ

Наиболее часто на подстанциях устанавливают два трансформатора или автотрансформатора. В этом случае при правильном выборе мощности трансформаторов обеспечивается надежное электроснабжение потребителей даже при аварийном отключении одного из них.

На двухтрансформаторных подстанциях в первые годы эксплуатации, когда нагрузка не достигла расчетной, возможна установка одного трансформатора. В течение этого периода необходимо обеспечить резервирование электроснабжения потребителей по сетям среднего или низшего напряжения. В дальнейшем при увеличении нагрузки до расчетной устанавливается второй трансформатор. Если при установке одного трансформатора обеспечить резервирование по сетям СН и НН нельзя или полная расчетная нагрузка подстанции ожидается раньше, чем через 3 года после ввода ее в эксплуатацию, то подстанция сооружается по конечной схеме, т. е. с двумя трансформаторами.

Однотрансформаторные подстанции могут сооружаться для питания неотвественных потребителей III категории, если замена поврежденного

трансформатора или ремонт его производится в течение не более одних суток.

Сооружение однострансформаторных подстанций для потребителей II категории допускается при наличии централизованного передвижного трансформаторного резерва или при наличии другого резервного источника питания от сети СН или НН, включаемого вручную или автоматически.

Централизованный трансформаторный резерв широко используется в схемах электроснабжения промышленных предприятий. В этом случае в цехах сооружаются однострансформаторные подстанции, и предусматривается один резервный трансформатор, который при необходимости может быть установлен на любой цеховой подстанции. То же самое может быть предусмотрено для сетевого района, объединяющего несколько подстанций, связанных подъездными дорогами, состояние которых позволяет в любое время года перевезти резервный трансформатор на любую подстанцию.

Сооружение однострансформаторных подстанций обеспечивает значительную экономию капитальных затрат, но не исключает возможности перерыва электроснабжения, поэтому рекомендуемая предельная мощность таких подстанций при наличии передвижного трансформаторного резерва 16 – 25 МВА при 110 кВ, до 6,3 МВА при 35 кВ; 2,5 – 6,3 МВА при 110 кВ, до 2,5 – 4,0 МВА при 35 кВ – при отсутствии передвижного резерва.

Установка четырех трансформаторов возможна на подстанциях с двумя средними напряжениями (220 / 110 / 35 / 10 кВ, 500 / 220 / 35 / 10 кВ и др.).

Мощность трансформаторов выбирается по условиям:

1) При установке одного трансформатора:

$$S_{НОМ} \geq S_{МАХ}; \quad (8)$$

2) При установке двух трансформаторов:

$$S_{НОМ} \leq \frac{S_{МАХ}}{2 \cdot 0,7}$$

$S_{МАХ}$ – наибольшая нагрузка подстанции на расчетный период 5 лет.

Для двухобмоточного трансформатора: $S_{MAX} = S_{HH}$,

для трехобмоточного трансформатора: $S_{MAX} = S_{HH} + S_{CH}$.

При выборе мощности автотрансформаторов, к обмотке НН которых присоединены синхронные компенсаторы, необходимо проверить загрузку общей обмотки автотрансформатора (S_0) по формуле:

$$S_0 = \sqrt{(k_{ВЫГ} P_B + P_H)^2 + (k_{ВЫГ} Q_B + Q_H)^2} . \quad (9)$$

Трансформаторы и автотрансформаторы с ВН до 500 кВ включительно по возможности выбираются трехфазными трансформаторами.

Группы из однофазных трансформаторов устанавливаются при отсутствии трехфазных трансформаторов соответствующей мощности. При установке одной группы однофазных трансформаторов предусматривается одна резервная фаза. В ряде случаев может оказаться экономичнее применить спаренные трехфазные трансформаторы (автотрансформаторы).

Выбор схем электрических соединений станций и подстанций.

При выборе схем РУ необходимо учесть следующее:

- Номинальное напряжение;
- Количество присоединений;
- Наличие транзита мощности.

На стороне 6 – 10 кВ наиболее часто применяется схема с одной системой сборных шин секционированных выключателем (рис. 12, а). Источники питания и линии 6 – 10 кВ присоединяются к сборным шинам с помощью выключателей и разъединителей. На каждую цепь необходим один выключатель, который служит для отключения и включения этой цепи в нормальных и аварийных режимах. Достоинствами схемы является простота, наглядность, экономичность, достаточно высокая надежность. Схема с одной системой сборных шин позволяет использовать комплектные распределительные устройства, что снижает стоимость монтажа, позволяет широко применять механизацию и уменьшает время сооружения электроустановки.

С учетом особенностей электроприемников (I и II категории), схемы электроснабжения их, а также большого количества присоединений к сборным шинам для генераторного распределительного устройства (ГРУ) ТЭЦ при технико-экономическом обосновании может предусматриваться схема с двумя системами сборных шин (рис. 12 ,б), в которой каждый элемент присоединяется через развилку двух шинных разъединителей, что позволяет осуществлять работу как на одной, так и на другой системе шин. Данная схема является гибкой и достаточно надежной. К недостаткам следует отнести большое количество разъединителей, изоляторов, токоведущих материалов и выключателей, более сложную конструкцию распределительного устройства, что ведет к увеличению капитальных затрат на сооружение ГРУ.

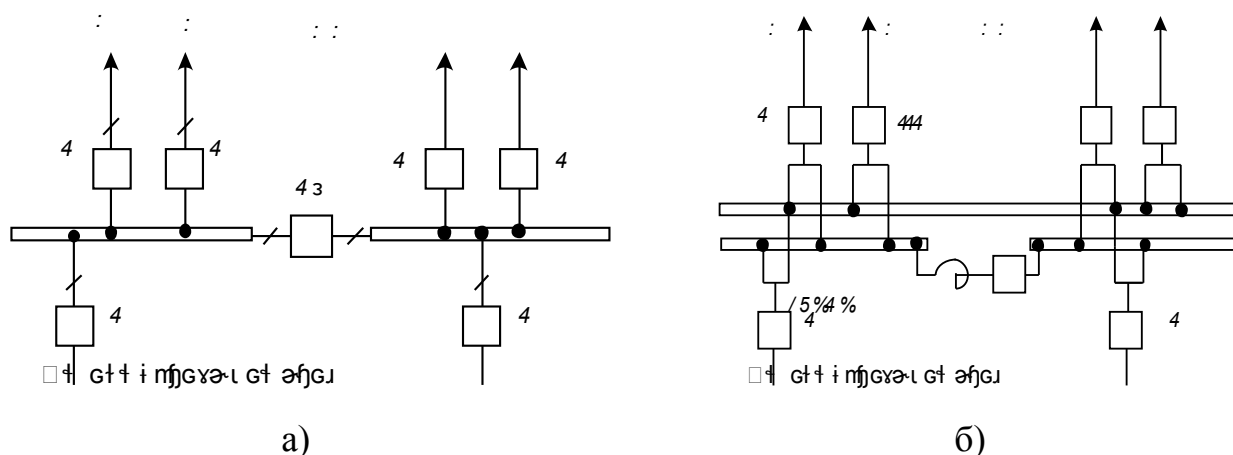


Рисунок 12. – Схемы, применяемые на напряжение 6 – 10 кВ

На стороне 35 – 220 кВ при небольшом количестве присоединений применяют упрощенные схемы, в которых обычно отсутствуют сборные шины, число выключателей уменьшено. Одной из таких схем является схема блок трансформатор – линия (рис. 13, а). В блочных схемах элементы электроустановки соединяются последовательно без поперечных связей с другими блоками. На двухтрансформаторных тупиковых подстанциях 35 – 220 кВ для РУВН применяется схема сдвоенный блок трансформатор – линия (рис. 13, б). Блоки для большей гибкости соединены неавтоматической перемычкой из двух разъединителей QS1, QS2. В нормальном режиме один из разъединителей отключен. На стороне ВН транзитных подстанций

возможно применение схемы мостика с выключателями (рис.13, в). В схеме на четыре присоединения устанавливается три выключателя Q1, Q2, Q3. В нормальном режиме все выключатели включены. Для сохранения в работе обеих линий при ревизии любого выключателя (Q1, Q2, Q3) предусматривается дополнительная перемычка из двух разъединителей QS1, QS2.

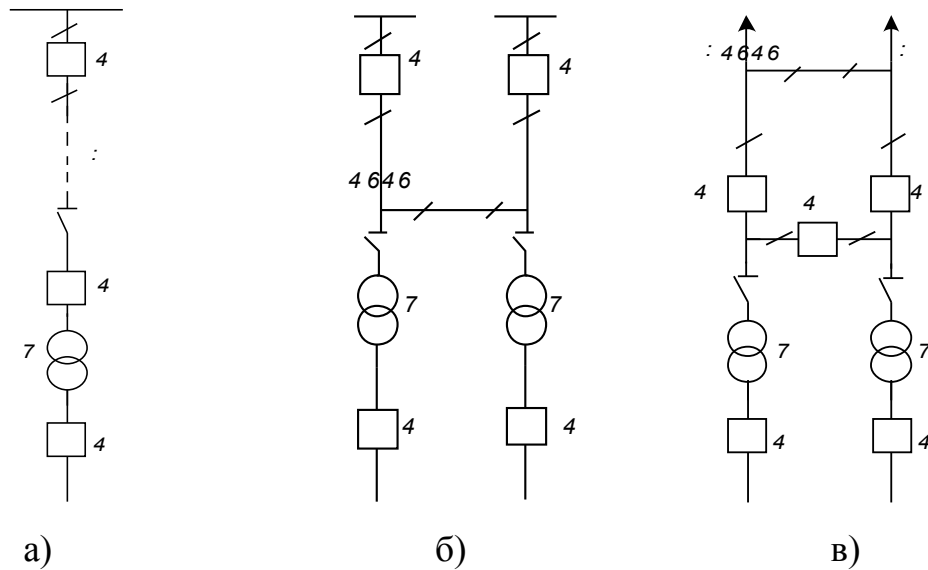


Рисунок 13. – Схемы, применяемые на напряжение 35 – 220 кВ

Также для РУВН станций и подстанций используют кольцевые схемы (схемы многоугольников). В такой схеме каждый элемент – линия, трансформатор присоединяется между двумя соседними выключателями. Ревизия любого выключателя производится без перерыва работы какого-либо элемента. В кольцевых схемах надежность работы выключателей выше, чем в других схемах, так как имеется возможность опробования любого выключателя в период нормальной работы схемы. Опробование выключателя путем его отключения не нарушает работу присоединенных элементов и не требует никаких переключений в схеме.

На рис. 14, а представлена схема четырехугольника (квадрата). Эта схема экономична (четыре выключателя на четыре присоединения), позволяет производить опробование и ревизию любого выключателя без

нарушения работы ее элементов. Схема обладает высокой надежностью. Отключение всех присоединений маловероятно. Достоинством всех кольцевых схем является использование разъединителей только для ремонтных работ. Количество операций разъединителями в таких схемах невелико.

К недостаткам кольцевых схем следует отнести более сложный выбор трансформаторов тока, выключателей и разъединителей, установленных в кольце, так как в зависимости от режима работы схемы, ток, протекающий по аппаратам, меняется. Релейная защита также должна быть выбрана с учетом всех возможных режимов при выводе в ревизию выключателей кольца.

Схема четырехугольника применяется в РУ 330 кВ и выше электростанций, а также на подстанциях при напряжении 220 кВ и выше.

Достаточно широкое применение получила схема шестиугольника (рис. 14, б), обладающая всеми особенностями четырехугольника.

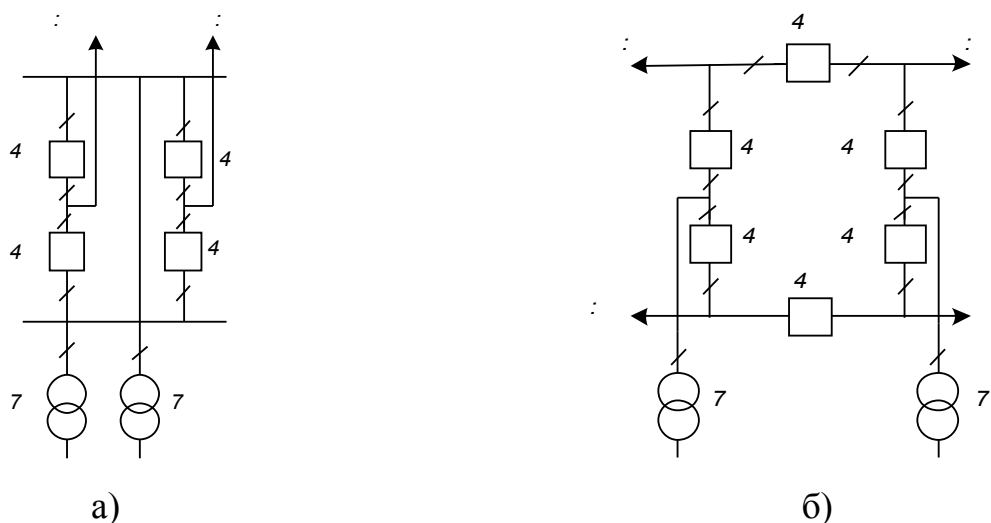


Рисунок 14. – Схемы, применяемые на напряжение 220 и выше кВ.

Одним из важных требований к схемам на стороне высшего напряжения является создание условий для ревизии и опробования выключателей без перерыва работы. Этим требованиям отвечает схема с одной рабочей и обходной системами шин (рис.15, а).

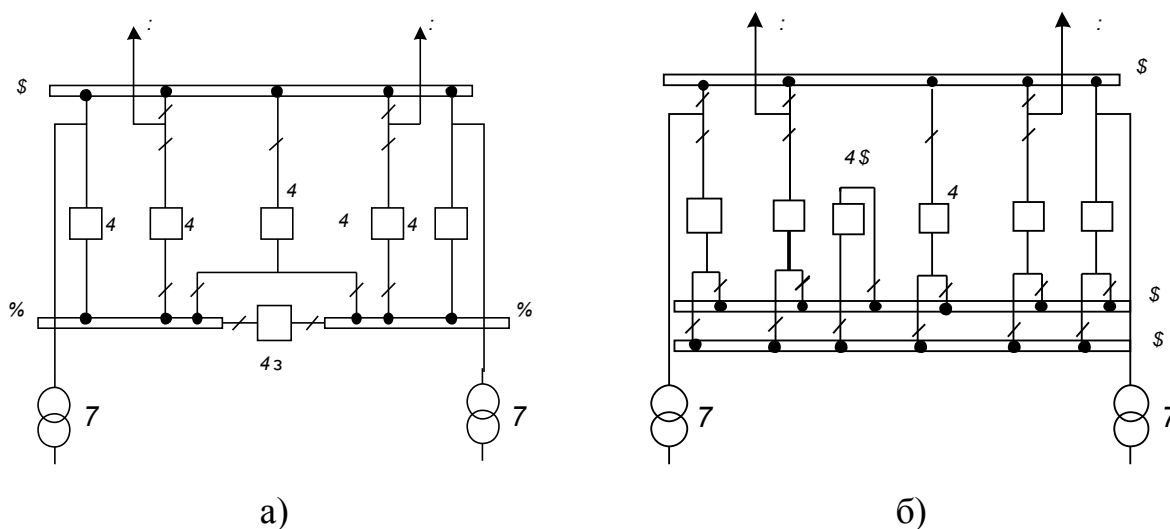


Рис.15 – Схемы, применяемые на напряжение 110 – 220 кВ.

В нормальном режиме обходная система шин (Q_0) находится без напряжения. Разъединители, соединяющие линии и трансформаторы с обходной системой шин, отключены. Q_0 – обходной выключатель, который может заменить любой другой выключатель. Схема с одной рабочей и обходной системами шин применяется для РУВН и РУСН 110 – 220 кВ станций и подстанций с числом присоединений не больше 7.

При большем числе присоединений применяется схема с двумя рабочими и обходной системами шин (рис.15, б). Как правило, обе системы шин находятся в работе при соответствующем фиксированном распределении всех присоединений: линии W1, и трансформатор T1 присоединены к первой системе шин A1, линии W2, и трансформатор T2 присоединены ко второй системе шин A2, шиносоединительный выключатель QA включен. Такое распределение присоединений увеличивает надежность схемы, так как при КЗ на шинах отключаются шиносоединительный выключатель QA и только половина присоединений. Если повреждение на шинах устойчивое, то отключившиеся присоединения переводят на исправную систему шин. Перерыв электроснабжения половины присоединений определяется длительностью переключений. Рассмотренная схема рекомендуется для РУ 110 – 220 кВ на стороне ВН и СН подстанций

при числе присоединений 7 – 15, а также на электростанциях при числе присоединений до 12.

Недостатки этой схемы:

– Отказ одного выключателя при аварии приводит к отключению всех источников питания и линий, присоединенных к данной системе шин, а если в работе находится одна система шин, отключаются все присоединения. Ликвидация аварии затягивается, так как все операции по переходу с одной системы шин на другую производятся разъединителями. Если источниками питания являются мощные блоки турбогенератор – трансформатор, то пуск их после сброса нагрузки на время более 30 мин может занять несколько часов;

– Повреждение шиносоединительного выключателя равноценно КЗ на, обеих системах шин, т. е. приводит к отключению всех присоединений;

– Большое количество операций разъединителями при выводе в ревизию и ремонт выключателей усложняет эксплуатацию РУ;

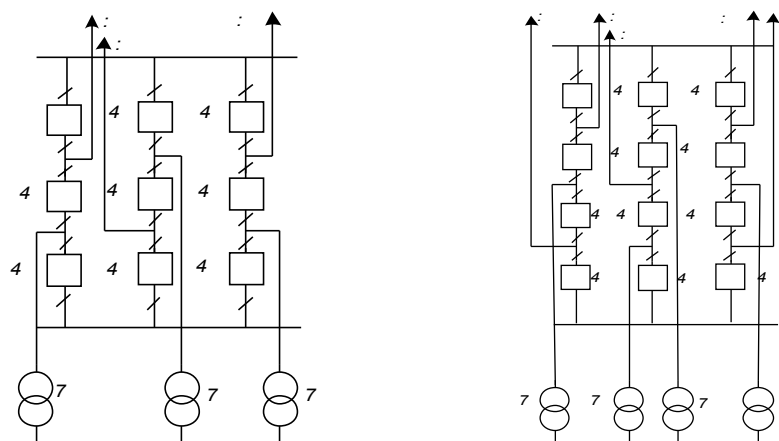
– Необходимость установки шиносоединительного, обходного выключателей и большого количества разъединителей увеличивает затраты на сооружение РУ.

Некоторого увеличения гибкости и надежности схемы можно достичь секционированием одной или обеих систем шин,

На ТЭС и АЭС при числе присоединений 12 – 16 секционируется одна система шин, при большем числе присоединений – обе системы шин.

На подстанциях секционируется одна система шин при $U = 220$ кВ при числе присоединений 12 – 15 или при установке трансформаторов мощностью более 125 МВ·А. Обе системы шин 110 – 220 кВ секционируются при числе присоединений более 15.

Если сборные шины секционированы, то для уменьшения капитальных затрат возможно применение совмещенных шиносоединительного и обходного выключателей.



а)

б)

Рис. 16 – Схемы, применяемые на напряжение 330 и выше кВ.

В распределительных устройствах 330 – 750 кВ применяется схема с двумя системами шин и тремя выключателями на две цепи (рис.16, а). На шесть присоединений необходимо девять выключателей, т. е. на каждое присоединение «полтора» выключателя (отсюда происходит второе название схемы: «полупортная», или «схема с 3/2 выключателя на цепь»).

Каждое присоединение включено через два выключателя. Для отключения линии W1 необходимо отключить выключатели Q1, Q2, для отключения трансформатора T1 – Q2, Q3.

В нормальном режиме все выключатели включены, обе системы шин находятся под напряжением. Для ревизии любого выключателя отключают его и разъединители, установленные по обе стороны выключателя. Количество операций для вывода в ревизию – минимальное, разъединители служат только для отделения выключателя при ремонте, никаких оперативных переключений ими не производят.

Достоинством схемы является то, что при ревизии любого выключателя все присоединения остаются в работе. Другим достоинством полупортной схемы является ее высокая надежность, так как все цепи остаются в работе даже при повреждении на сборных шинах. При одинаковом числе источников питания и линий работа всех цепей сохраняется даже при отключении обеих систем шин, при этом может лишь нарушиться параллельная работа на стороне повышенного напряжения.

Схема позволяет в рабочем режиме без операций разъединителями производить опробование выключателей. Ремонт шин, очистка изоляторов, ревизия шинных разъединителей производятся без нарушения работы цепей (отключается соответствующий ряд шинных выключателей), все цепи продолжают работать параллельно через оставшуюся под напряжением систему шин.

Для увеличения надежности схемы одноименные элементы присоединяются к разным системам шин: трансформаторы T1, T3 и линия W3 – к первой системе шин, линии W1, W2 – трансформатор T2 – ко второй системе шин. При таком сочетании в случае повреждения любого элемента или сборных шин при одновременном отказе в действии одного выключателя и ремонте выключателя другого присоединения отключается не более одной линии и одного источника питания.

Недостатками рассмотренной схемы являются:

- Отключение КЗ на линии двумя выключателями, что увеличивает общее количество ревизий выключателей;
- Удорожание конструкции РУ при нечетном числе присоединений, так как одна цепь должна присоединяться через два выключателя;
- Снижение надежности схемы, если количество линий не соответствует числу трансформаторов.

В схеме на (рис. 16, б) на девять присоединений требуется 12 выключателей, т. е. на каждое присоединение $4/3$ выключателя. Наилучшие показатели схема имеет, если число линий в 2 раза меньше или больше числа трансформаторов.

Схема с $4/3$ выключателя на присоединение имеет все достоинства полуторной схемы, а кроме того:

- Схема более экономична (1,33 выключателя на присоединение вместо 1,5);
- Секционирование сборных шин требуется только при 15 присоединениях и более;

– Надежность схемы практически не снижается, если в одной цепочке будут присоединены две линии и один трансформатор вместо двух трансформаторов и одной линии.

Схема находит применение в РУ 330 – 500 кВ мощных КЭС и АЭС.

Схемы электрических соединений (типы схем) понижающих подстанций (ПС) 110(35) – 220 / 10 кВ на стороне высшего напряжения (ВН) определяется назначением каждой из ПС и ее «местоположением» в составе сети. Это могут быть узловая, проходная (транзитная), тупиковая или на ответвлениях («отпайках») от линии ПС. ПС подразделяются на три группы:

1. ПС 110(35) — 330 кВ, осуществляемые по, так называемым, упрощенным схемам на стороне ВН с минимальным количеством или без выключателей, с одним или двумя трансформаторами, питающимся по одной или двум линиям ВН; на стороне «среднего» напряжения (СН, 110 или 35 кВ) может быть до шести присоединений воздушных линий;

2. ПС проходные (транзитные) 110 – 500 кВ с количеством трансформаторов или автотрансформаторов от двух до четырех, с количествами присоединяемых воздушных линий ВН – до четырех и на СН до десяти и с количеством выключателей на ВН до девяти;

3. Узловые ПС (общесистемного значения) 330 – 1150 кВ с количествами автотрансформаторов – до четырех, воздушных линий на ВН – до восьми и на СН – до 10.

Обоснованный выбор схем ПС в общем случае является самостоятельной достаточно сложной технико-экономической задачей.

Ниже приводятся краткие характеристики областей применения основных типов рекомендуемых схем ПС, представленных на рис. 8 – 12. Для тупиковых ПС применяется схема (рис. 13 б) с двумя блочными соединениями воздушных линий и трансформаторов. Со стороны линий ВН имеется переключатель с двумя разъединителями, один из которых отключен в нормальных режимах работы. (На рис. 8 – 12 для упрощения применено условное изображение разъединителей ВН и СН в виде наклонной черточки.

Такое же изображение разъединителей допускается лишь в расчетно-пояснительных записках по курсовым проектам, но не на чертежах схем.

Перемычка используется (при обоих включенных разъединителях) после отключения поврежденной линии, что позволяет сохранить в работе оба трансформатора; это повышает надежность электроснабжения потребителей и экономичность режима п/ст. Указанное расположение перемычки объясняется существенно большей повреждаемостью воздушных линий сравнительно с трансформаторами.

Аналогичная схема применяется при присоединении ПС на ответвлении (на «отпайке») к одной или двум магистральным воздушным линиям.

Если от ПС, питающейся по двум линиям ВН, отходит одноцепная линия к следующей ПС с потребителями II и III категорий (по требованиям надежности электроснабжения), то эта линия присоединяется по схеме мостика (рис.13, в).

Для ПС кольцевых сетей широко применяется схема «мостика» с выключателем и с отделителями (в комплекте с короткозамыкателями) в цепях трансформаторов (рис. 13, в). Имеющаяся в схеме дополнительная перемычка (с разъединителями), разомкнутая в нормальных режимах, позволяет при ревизиях и ремонтах выключателя перемычки сохранить кольцевую сеть в замкнутом состоянии.

Для крупных ПС 220 кВ со значительной мощностью двух трансформаторов или автотрансформаторов, питающихся по двум линиям, рекомендуется применение схемы «четырёхугольника», обеспечивающая высокую надежность электроснабжения потребителей (рис. 14 а).

При количестве присоединений на стороне ВН ПС более 5 при напряжениях 110 – 220 кВ рекомендуется схема с одной рабочей, секционированной выключателем, и обходной системами шин (рис. 15, а). Подача напряжения на обходную систему шин осуществляется только при

включении предназначенного для этого выключателя. Такая операция нужна при ремонте или замене любого иного выключателя данной схемы.

Схемы ПС с трехобмоточными трансформаторами или с автотрансформаторами на стороне СН определяются числом отходящих воздушных линий. При четном числе отходящих линий (от 4 до 10) рекомендуется применять на стороне СН одиночную секционированную систему шин с выключателями в цепях трансформаторов или автотрансформаторов (рис. 12, а). При этом следует учесть необходимость – по условиям надежности питания потребителей – каждую цепь двухцепной линии СН подключать к разным секциям шин.

Рекомендуется использовать автотрансформаторы с регулированием под нагрузкой рабочих ответвлений на стороне 110 кВ. В некоторых случаях для обеспечения независимого регулирования напряжения на шинах 10 кВ может потребоваться установка линейных регулировочных трансформаторов, включаемых в цепи трансформаторов с обмотками данного напряжения.

На стороне «низшего» напряжения (НН) п/ст могут применяться различные типы схем в зависимости от разнообразных условий непосредственного электроснабжения промышленных, коммунально-бытовых, сельскохозяйственных и электротранспортных потребителей. На п/ст обычно используются секционированные шины НН (рис. 12, а). При применении трансформаторов с расщепленной обмоткой НН рекомендуется двойная секционированная система шин. Секционные выключатели НН как правило, разомкнуты в нормальных режимах работы п/ст и автоматически включаются при аварийном (или плановом) отключении одного из трансформаторов.

СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ СОБСТВЕННЫХ НУЖД ТЭС

Производство тепловой и электрической энергии полностью механизировано. Большое количество механизмов обеспечивает работу основных агрегатов электростанции – питательных насосов, дутьевых вентиляторов, дымососов, конденсатных насосов, дробилок, мельниц, циркуляционных насосов и других.

Для привода большинства рабочих механизмов используют трехфазные асинхронные двигатели с короткозамкнутым ротором. Для очень мощных механизмов могут использоваться синхронные электродвигатели. Для механизмов, требующих регулирования частоты вращения, применяют электродвигатели постоянного тока.

Нормальная работа электростанции возможна только при надежной работе всех механизмов с. н., что возможно лишь при надежном электроснабжении их. Потребители с.н. относятся к потребителям I категории.

Основными напряжениями, применяемыми в настоящее время в системе с.н., являются 6 кВ (для электродвигателей мощностью более 200 кВт) и 0,38/0,23 кВ для остальных электродвигателей и освещения. Применение напряжения 3 кВ не оправдало себя, так как стоимость электродвигателей 3 и 6 кВ мало отличается, а расход цветных металлов и потери электроэнергии в сетях 3 кВ значительно больше, чем в сетях 6 кВ.

Для мощных блочных ТЭС возможно применение напряжения 0,66 кВ для электродвигателей 16 – 630 кВт и напряжения 10 кВ для крупных электродвигателей. Если на электростанции предусматривается ГРУ 6 – 10 кВ, то распределительное устройство собственных нужд (РУСН) получает питание непосредственно с шин ГРУ реактированными линиями или через понижающий трансформатор с.н. Т (рис. 17, а).

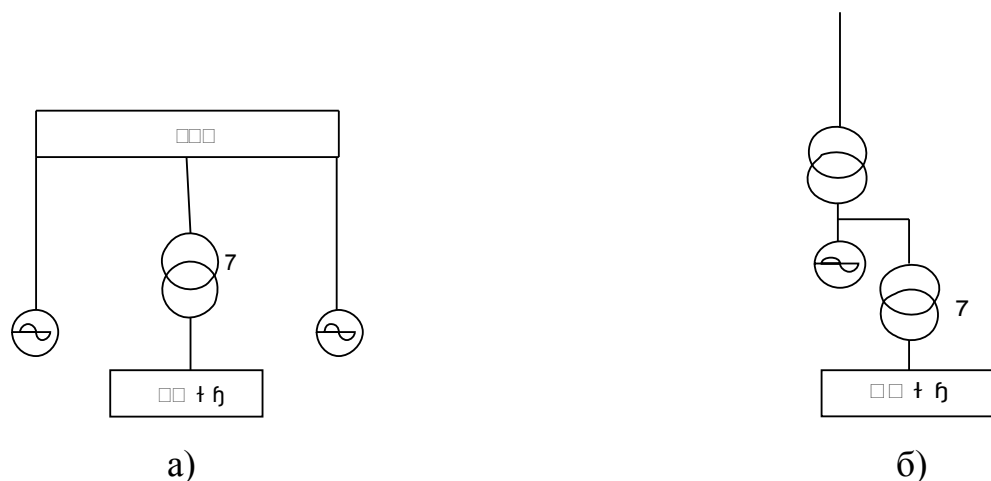


Рис.17 – Структурные схемы рабочего питания собственных нужд

Если генераторы электростанции соединены в энергоблоки то питание с.н. осуществляется отпайкой от энергоблока (рис.17, б).

С увеличением мощности энергоблоков растет потребление на собственные нужды, следовательно, увеличивается и мощность трансформатора с.н. Чем больше мощность, тем больше токи КЗ в системе с.н., тем тяжелее установленное оборудование. Для ограничения токов КЗ можно применять трансформаторы с повышенным напряжением КЗ, или трансформаторы с расщепленными обмотками 6 кВ, которые применяются при мощности трансформаторов 25 МВ·А и более.

Рассмотренные схемы не могут обеспечить надежного питания с.н., так как при повреждениях в генераторах, на шинах ГРУ или в тепломеханической части нарушается питание РУСН. Поэтому кроме рабочих источников с.н. должны предусматриваться резервные источники питания. Такими источниками могут быть трансформаторы, присоединенные к шинам повышенного напряжения, имеющим связь с энергосистемой. Даже при отключении всех генераторов электростанции питание с.н. будет осуществляться от энергосистемы. На тот редкий случай, когда авария на электростанции совпадает с аварией в энергосистеме и напряжение с.н. не может быть подано от резервного трансформатора, для наиболее ответственных потребителей, которые обеспечивают сохранность

оборудования в работоспособном состоянии (масляные насосы смазки, уплотнений вала, валоповоротные устройства и другие), предусматриваются аккумуляторные батареи и дизель-генераторы. На ряде зарубежных электростанций в качестве аварийных источников питания с.н. установлены газовые турбины, которые подхватывают питание с.н. энергоблока при снижении частоты в энергосистеме.

Выбор мощности рабочих трансформаторов с.н. производится с учетом числа и мощности потребителей с.н.

СХЕМЫ СОБСТВЕННЫХ НУЖД КЭС

Рабочие трансформаторы с.н. блочных ТЭС присоединяются отпайкой от энергоблока (рис.17, б). Мощность этих трансформаторов определяется в зависимости от установленной мощности энергоблока. На электростанциях с энергоблоками 300 МВт и более часть мощных механизмов с.н. (питательные насосы, дутьевые вентиляторы) может иметь турбопривод.

Распределительное устройство с.н. выполняется с одной секционированной системой шин.

Количество секций 6 – 10 кВ для блочных ТЭС принимается: две на каждый энергоблок (при мощности энергоблока более 160 МВт).

Каждая секция или секции попарно присоединяются к рабочему трансформатору с.н.. Резервное питание секций с.н. осуществляется от резервных магистралей, связанных с пускорезервными трансформаторами с.н.

Резервные магистрали для увеличения гибкости и надежности секционируются выключателями через каждые два-три энергоблока.

Число резервных трансформаторов с.н. на блочных ТЭС без генераторных выключателей принимается:

- Один – при двух блоках;
- Два – при числе энергоблоков от трех до шести.

При большем числе энергоблоков предусматривается третий резервный трансформатор генераторного напряжения, не присоединенный к источнику

питания, но установленный на электростанции и готовый к замене любого рабочего трансформатора с.н.

Если в схемах энергоблоков установлены генераторные выключатели, то число резервных трансформаторов принимается:

- Один – при двух энергоблоках;
- Один присоединенный и один, готовый к замене – при трех и более энергоблоках.

Если часть энергоблоков с выключателями, а часть без выключателей, то число резервных трансформаторов с.н. выбирается по первому условию. Резервные трансформаторы с.н. должны присоединяться к сборным шинам повышенного напряжения, которые имеют связь с энергосистемой по линиям ВН (на случай аварийного отключения всех генераторов электростанции). Это требование трудно выполнить, если связь с энергосистемой осуществляется по линиям 500 – 750 кВ. В этом случае резервные ТСН присоединяются к шинам среднего напряжения (110, 220 кВ) при условии, что они связаны через автотрансформатор с шинами ВН.

Допускается также резервный ТСН присоединять к обмотке НН автотрансформатора, если обеспечиваются допустимые колебания напряжения на шинах РУСН при регулировании напряжения автотрансформатора и условия самозапуска электродвигателей.

Резервный трансформатор с.н. может присоединяться при помощи ответвления от блока генератор – трансформатор с установкой генераторного выключателя.

Резервные трансформаторы с.н. на КЭС с энергоблоками 160 МВт и более присоединяются к разным источникам питания (РУ разных напряжений, разные секции сборных шин РУ одного напряжения, обмотки НН автотрансформаторов).

Мощность каждого резервного трансформатора с.н. на блочных электростанциях без генераторных выключателей должна обеспечить замену рабочего трансформатора одного энергоблока и одновременный пуск или

аварийный останов второго энергоблока. Если точный перечень потребителей с.н. в таком режиме неизвестен, то мощность резервного трансформатора с.н. выбирается на ступень больше, чем рабочего. Если в схемах энергоблоков установлены генераторные выключатели, то мощность резервных трансформаторов принимается равной мощности рабочих трансформаторов. В любом случае мощность резервных трансформаторов должна быть проверена по условиям самозапуска.

Для обеспечения самозапуска необходимо:

- Увеличивать мощность резервного трансформатора;
- Не применять трансформаторы с U_k больше 13%.

Многочисленные потребители с.н. напряжением 0,4 кВ (на один энергоблок 300 МВт приходится более 600 электродвигателей 0,4 кВ) присоединяются к секциям 0,4 кВ, получающим питание от трансформаторов 6 – 10 / 0,4 кВ. Расход на с.н. 0,4 кВ приблизительно можно принять равным 10 % общего расхода.

Трансформаторы 6/0,4 кВ устанавливаются по возможности в центрах нагрузки: в котельном и турбинном отделении, на топливном складе, в объединенном вспомогательном корпусе, на ОРУ, в компрессорной и т.д.

Трансформаторы мощностью более 1000 кВ·А не применяются, так как их применение приводит к значительному увеличению тока КЗ в сети 0,4 кВ. Сборные шины 0,4 кВ секционируются для повышения надежности питания. Каждая секция обеспечивается рабочим и резервным питанием, включаемым автоматически.

Для поддержания необходимого уровня напряжения на шинах с.н. трансформаторы имеют РПН. Схема соединения обмоток рабочих и резервных трансформаторов выбирается таким образом, чтобы возможно было их кратковременное параллельное включение в моменты перехода с рабочего на резервное питание и наоборот.

Применение трансформаторов с расщепленной обмоткой и раздельная работа секций 6 кВ приводят к ограничению тока КЗ до такого значения,

которое позволяет применить ячейки комплектного распределительного устройства с выключателями ВМПЭ – 10 или ВЭМ – 6 (для энергоблоков 500 МВт и больше). При необходимости ограничения тока КЗ на стороне 0,4 кВ на вводах к некоторым сборкам устанавливаются реакторы.

СХЕМА СОБСТВЕННЫХ НУЖД ТЭЦ

Рабочие трансформаторы с.н. не блочной части ТЭЦ присоединяются к шинам генераторного напряжения. Число секций с.н. 6 кВ выбирается равным числу котлов. В некоторых случаях выделяют секции для питания общестанционных потребителей.

Мощность рабочих ТСН выбирают по условию:

$$S_{ном} \leq \frac{S_{с.н.}}{n} \quad (10)$$

где $S_{с.н.}$ – мощность с.н. не блочной части ТЭЦ;

n – число секций 6кВ в не блочной части ТЭЦ.

Мощность ТСН и количество секций с.н. в блочной части ТЭЦ выбираются так же, как и для КЭС.

Резервный ТСН присоединяется к шинам ГРУ (при схеме с двумя системами шин) или отпайкой к трансформатору связи (при схеме с одной системой шин).

ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ К СХЕМАМ

Схемы РУ подстанций при конкретном проектировании разрабатываются на основании схем развития энергосистемы, схем электроснабжения района или объекта и других работ по развитию электрических сетей и должны:

– Обеспечить требуемую надежность электроснабжения потребителей ПС в соответствии с категориями электроприемников и транзитных потоков мощности по межсистемным магистральным связям в нормальном и послеаварийном режиме;

– Учитывать перспективу развития ПС;

– Учитывать требования противоаварийной автоматики;

– Обеспечить возможность и безопасность проведения ремонтных и эксплуатационных работ на отдельных элементах схемы без отключения смежных присоединений;

– Обеспечить наглядность, экономичность и автоматичность.

Схемы РУ должны предусматривать отключение выключателей и отделителей в ремонт:

– Для всех схем РУ напряжением 6 – 35 кВ, а также для блочных и мостиковых схем РУ напряжением 110 и 220 кВ (за исключением цепи, по которой осуществляется транзит мощности) – путем временного отключения цепи, в котором установлен ремонтируемый аппарат;

– Для мостиковых схем РУ напряжением 35 – 220 кВ – путем применения ремонтных перемычек, за исключением случаев, когда перемычки отсутствуют;

– Для схем со сборными шинами РУ напряжением 110 и 220 кВ – путем применения обходных выключателей, за исключением случаев, когда обходная система шин отсутствует;

– Для схем РУ напряжением 6 – 220 кВ – путем установки подменного выключателя, если применяется такой тип выключателей (схемы с выкатными выключателями, КРУЭ);

– Для схем РУ напряжением 330 – 750 кВ (кроме схем блока 330 и 500 кВ), а также 110 – 330 кВ по схеме четырехугольника – отключением выключателя без отключения присоединения.

Число одновременно отключенных выключателей в пределах РУ одного напряжения должно быть более:

– При повреждении линии – двух;

– При повреждение трансформаторов напряжением до 500кВ – четырех, 750 кВ – трех.

Сравнение конкурирующих вариантов схем, намеченных на основании перечисленных требований, и их окончательный выбор производится на

основании технико-экономических расчетов с учетом показателей надежности.

ВЫБОР АККУМУЛЯТОРНЫХ БАТАРЕЙ

Для питания сетей управления, автоматики и сигнализации, а также для освещения станции используются установки постоянного тока с аккумуляторными батареями. В ряде случаев в качестве оперативного тока используется переменный ток или выпрямленный специальными тиристорными (вентильными) преобразователями постоянный ток. Использование переменного или выпрямленного оперативного тока позволяет отказаться от мощных дорогостоящих аккумуляторных батарей и существенно упростить оперативные цепи.

Установка постоянного тока состоит из одного или нескольких преобразователей энергии переменного тока в постоянный ток, аккумуляторной батареи и соответствующего распределительного устройства. В качестве преобразователей используют выпрямители или двигатели – генераторы. При нормальной работе станции (подстанции) сеть постоянного тока питается через преобразователь. Батарея заряжена и потребляет лишь небольшой ток заряда для компенсации саморазряда. При нарушении нормального режима (исчезновение напряжения переменного тока в системе СН) преобразователь отключается и нагрузку принимает на себя батарея.

Основную нагрузку аккумуляторной батареи на тепловой станции составляют следующие приемники:

- Аппараты устройств дистанционного управления, сигнализации, блокировки и релейной защиты;
- Приводы выключателей, автоматов, контакторов;
- Аварийное освещение;
- Электродвигатели аварийных насосов системы уплотнения вала генератора;

– Электродвигатели аварийных маслососов системы смазки агрегатов;

– Электродвигатели аварийных маслососов системы регулирования турбин (только для турбин К–300–240 ЛМЗ с автономной системой регулирования), у агрегатов до 200 МВт давление в системе регулирования поддерживается за счет главных маслососов на валу турбины.

На гидроэлектростанциях аварийных маслососов нет.

Условно все нагрузки можно разделить на постоянную, характеризующую работу установки в нормальном режиме, временную, характеризующую работу установки в установившемся аварийном режиме, и толчковую – в аварийном переходном режиме.

Величина постоянно включенной нагрузки колеблется в зависимости от числа включенных реле, ламп и других приемников и определяется расчетом для конкретного объекта.

В приближенных расчетах можно принимать следующие значения постоянно включенных нагрузок:

– Для тепловых электростанций с поперечными связями (на одну батарею) – 20 А;

– Для тепловых блочных электростанций с агрегатами 150 – 200 МВт (одна батарея на блок) – 40 А;

– Для тепловых электростанций с блоками 300 МВт и выше (одна батарея на блок) – 40 А.

Число аккумуляторных батарей выбирается по следующему принципу:

– На ТЭС с поперечными связями с тепловой частью мощностью до 200 МВт устанавливается одна батарея, на ТЭЦ мощностью больше 200 МВт – две батареи, емкость каждой из которых выбирается с учетом 50 % суммарной нагрузки;

– На ТЭС блочного типа для каждых двух блоков, обслуживаемых одним блочным щитом управления, предусматривается установка одной

аккумуляторной батареи, при блоках 300 МВт и выше допускается установка одной батареи на блок;

– На ГЭС устанавливают одну или для экономии кабеля – две аккумуляторные батареи.

Аккумуляторные батареи выбирают по необходимой емкости, уровням напряжения в аварийном режиме и схеме присоединения к шинам.

На электростанциях применяются свинцовые аккумуляторы типа СК – № или СН – №, где С – стационарный, К – для коротких разрядов, Н – с намазанными пластинами, № – номер типа. Как правило, аккумуляторные батареи эксплуатируются в режиме постоянного подзаряда по схеме с элементным коммутатором. Напряжение при этом на элементе в начале разряда составляет 2,15 В, а допустимое напряжение в конце полного разряда в получасовом режиме принимается равным 1,75 В. По данным Научно-исследовательского аккумуляторного института токи разряда в указанном получасовом режиме принимаются: для разряда при начальной температуре электролита 10° С – 21 А, при 25° С – 25 А.

Количество элементов, присоединяемых к шинам в режиме постоянного подзаряда,

$$n_0 = \frac{U_{ш}}{U_{ПА}}, \quad (11)$$

где n_0 – число основных элементов в батарее;

$U_{ш}$ – напряжение на шинах;

$U_{ПА}$ – напряжение на элементе в режиме подзаряда (2,15 В).

Если принимается $U_{ш} = 230$ В, то:

$$n_0 = \frac{230}{2,15} = 108 \text{ элементов.}$$

Если принимается $U_{ш} = 253$ В, то:

$$n_0 = \frac{253}{2,15} = 118 \text{ элементов.}$$

В режиме заряда при максимальном напряжении на элементе 2,6 В к шинам присоединяется минимальное число элементов:

$$n_{\min} = \frac{230}{2,6} = 88 \text{ элементов.}$$

В режиме аварийного заряда при напряжении на элементе 1,75 В к шинам присоединяется:

$$n_{\min} = \frac{230}{1,75} = 130 \text{ элементов.}$$

где n – общее число элементов батареи.

Таким образом, типовой номер батареи – N , выбирается по формуле:

$$N \geq 1,05 \cdot \frac{I_{AB}}{J}, \quad (12)$$

где I_{AB} – нагрузка установившегося получасового (часового) аварийного разряда, А;

1,05 – коэффициент запаса;

J – допустимая нагрузка аварийного разряда, А/№, приведенная к первому номеру аккумуляторов, в зависимости от температуры электролита.

Полученный номер округляется до ближайшего большего типового номера.

Выбранный аккумулятор необходимо проверить по наибольшему толчковому току по следующему неравенству:

$$46 \cdot N \leq I_{T.MAX}, \quad (13)$$

где 46 – коэффициент, учитывающий допустимую перегрузку;

$$I_{T.MAX} = I_{AB} + I_{ПР} + I_{ПОСТ} + I'_{AB}, \quad (14)$$

где $I_{ПР}$ – ток, потребляемый электромагнитными приводами выключателей, включающихся в конце аварийного режима.

Как было уже отмечено, подзарядное устройство в нормальном режиме питает постоянно включенную нагрузку и подзаряжает батарею. Согласно ГОСТ 2.825 – 73 ток подзаряда должен быть $0,03 \cdot N$, тогда:

$$I_{ПЗ} \leq 0,15 \cdot N + I_{П}, \quad (15)$$

где $I_{П}$ – ток постоянно включенной нагрузки.

Напряжение подзарядного устройства определяется по условию:

$$U_{пз} \leq 2,15 \cdot n_0, \quad (16)$$

где n_0 – число основных элементов.

В качестве подзарядных устройств применяют выпрямительные агрегаты с твердыми выпрямителями, типа ВА3П – 380/260 – 40/80, на напряжение 380 – 260 В и ток 40 – 80 А и другие.

Зарядное устройство рассчитывается на ток заряда:

$$I_A = 5 \cdot N + I_{II}, \quad (17)$$

и напряжение в конце заряда 2,75 В на элемент; $U_3 = 2,75 \cdot N$.

В качестве зарядных устройств применяют двигатели-генераторы (с генератором постоянного тока параллельного возбуждения).

Генераторы постоянного тока выбирают, как правило, одной серии на номинальное напряжение 270 В, с регулированием в пределах 220 – 320 В.

Заземление ОРУ станций и подстанций

1 Расчет заземлителя подстанции

В соответствии с /ПУЭ/ все металлические части электроустановок, нормально не находящиеся под напряжением, но могущие оказаться под напряжением из-за повреждения изоляции, должны надежно соединяться с землей. Заземляющее устройство должно отвечать условию $R_3 < 0,5$ Ом или допустимому напряжению прикосновения.

Расчет заземления подстанции подразумевает расчет стационарного и импульсного сопротивления заземлителя. Для выполнения горизонтальных заземлителей используем полосу из оцинкованной стали размером 4x40 мм (площадь сечения – $F_{пол} = 160$ мм²), уложенную на глубину $h_3 = 0,7$ м /Карякин Р.Н.-2002/. Вертикальные заземлители выполним из оцинкованного стального прутка диаметром $d = 15$ мм ($F_{пр} = 176,6$ мм²) и длиной $l_B = 5$ м.

Проверим выбранные сечения заземляющих проводников по условиям:

1) коррозионной стойкости:

Контур заземлителя сетки расположенной с выходом за границы оборудования по 2 м (для того чтобы человек при прикосновении к оборудованию не смог находится за пределами заземлителя).

Площадь использования под заземлитель:

$$S = AЧВ \text{ м}^2.$$

Горизонтальные заземляющие проводники выполнены стальной полосой 40т 4мм².

Производим проверку выбранного проводника по условиям:

Проверка сечения по условиям механической прочности:

$$F_{i.i.} = \pi \psi \frac{D^2}{4} i i^2.$$

Проверка на термическую стойкость:

$$F_{\dot{O}.N.} = \sqrt{\frac{I_{i.i.}^2 \psi T}{400 \psi \beta}} \text{ мм}^2,$$

где $T = t_{01} = 0,5$ с – время срабатывания РЗ при его отключении;

$\beta = 21$ (для стали)- коэффициент термической стойкости.

Проверка сечения на коррозионную стойкость:

$$F_{\hat{E}i D} = \pi \psi S_{ND} \psi (d + S_{ND}) \text{ мм}^2,$$

где $S_{CP} = \alpha_3 \psi \ln^3 T + \alpha_2 \psi \ln^2 T + \alpha_1 \psi \ln T + \alpha_0 = 0,668$,

где $T = 240$ мес - время использования заземлителя за 20 лет ;

Коэффициенты для расчета глубины коррозии, при весьма высокой коррозионной активности:

$$\alpha_0 = 0,0224; \alpha_1 = -0,0104; \alpha_2 = 0,00915; \alpha_3 = 0,0026.$$

Сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять условию:

$$F_{M.П.} \geq F_{\min} \geq F_{КОР} + F_{Т.С.} \text{ мм}^2.$$

Для средней полосы $H = 2$ м – толщина сезонных изменений грунта, по которой принимается глубина заложения вертикальных прутков, что позволит $\rho = const$.

Если выполняется условие:

$$F_{M.П.} \geq F_{\min} = F_{КОР} + F_{Т.С.} \text{ мм}^2;$$

$$F_{I-I} = 314 \geq F_{\min} \text{ мм}^2;$$

Принимаем расстояние между полосами сетки: $l_{П-П} = 5$ м.

Тогда общая длина полос в сетке:

$$L_{\hat{A}} = \frac{2 \text{ Ч} S}{l_{I-I}} \text{ м}.$$

Уточняем длину горизонтальных полос при представлении площади подстанции квадратичной моделью со стороной \sqrt{S} .

В этом случае число ячеек:

$$m = \frac{L_{\hat{A}}}{2 \text{ Ч} \sqrt{S}} - 1.$$

Длина стороны ячейки:

$$\frac{\sqrt{S}}{m} \text{ м}.$$

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2\sqrt{S} \text{ ч} (m + 1) \text{ м}.$$

Определяем количество вертикальных электродов.

Принимаем: $l_B = 5 \text{ м}$ - длина вертикального электрода;

Расстояние между вертикальными электродами.

$$a = (0,25 \text{ ÷ } 8) \text{ ч} l_B = (0,25 \text{ ÷ } 8) \text{ ч} 5 = 1,25 \text{ ÷ } 40 \text{ м}.$$

Тогда количество вертикальных электродов:

$$n_A = \frac{4\sqrt{S}}{a}.$$

Вычисляем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R = \rho_{\text{ЭР}} \frac{\text{ч}_3 \text{ ж}}{\text{и}} \frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{I}{L + n_B \text{ ч} l_B \text{ ш}} \text{ ч},$$

где $\rho_{\text{ЭР}}$ - эквивалентное удельное сопротивление грунта, определяем стр. 181 (1).

Глубина заложения заземлителей от поверхности земли:

$$h_3 = 0 \text{ ÷ } 0,1 \cdot \sqrt{S} \text{ м};$$

$$h_3 = 0 \text{ ÷ } 21,4 \text{ м}.$$

Принимаю: $h_3 = 0,5 \text{ м}$.

Граница разделения слоев двух слойной модели:

$$h_{1\dot{Y}} = l_A + h_C \text{ м}.$$

Длина вертикального электрода:

$$l_3 = l_B = 5 \text{ м}.$$

Находим:

$$\frac{h_{1\dot{Y}} - h_{\zeta}}{l_{\zeta}}.$$

принимаем:

$$\frac{\rho_{\dot{\alpha}R}}{\rho_2} = 0,9.$$

Отсюда: $\rho_{\dot{Y}R} = 0,9\psi\rho_2$ Ом·м.

Находим коэффициент подобия:

A - коэффициент подобия, принимается по таблице и зависит от отношения:

$$\frac{l_{\dot{A}}}{\sqrt{S}}.$$

Принимаем: $A = 0,415.$

Импульсный коэффициент:

$$\alpha_{u.i.} = \sqrt{\frac{1500\psi\sqrt{S}}{(\rho_i + 320)\psi(I_M + 45)}};$$

$$\alpha_{\dot{\alpha}\dot{\alpha}\dot{\alpha}\dot{\alpha}} = \sqrt{\frac{1500\psi\sqrt{S}}{(\rho_1 + 320)\psi(I_M + 45)}};$$

$$\alpha_{\dot{\alpha}\dot{\alpha}\dot{\alpha}\dot{\alpha}} = \sqrt{\frac{1500\psi\sqrt{S}}{(\rho_2 + 320)\psi(I_M + 45)}};$$

$$R = \rho_{\dot{Y}\dot{E}\dot{A}} \psi_{\dot{A}}^{\dot{A}} \frac{\dot{A}}{\sqrt{S}} + \frac{I}{L + n_{\dot{A}} \psi_{\dot{A}} \psi} \text{ Ом.}$$

Определяем импульсное сопротивление грунтов при условии:

$$R_{u.i.} \leq 0,5 \text{ Ом};$$

$$R_{\dot{\alpha}\dot{\alpha}\dot{\alpha}\dot{\alpha}} = R \psi \alpha_{\dot{\alpha}\dot{\alpha}\dot{\alpha}\dot{\alpha}} \leq 0,5 \text{ Ом};$$

$$R_{\dot{e}.i\dot{e}\alpha i.} = R_{\dot{e}.i\dot{e}\alpha i.} \cdot J_{0,5} \text{ Ом.}$$

В связи с тем, что не выполняется условие по безопасности, сопротивление заземлителя надо пересчитать по напряжению прикосновения.

2 Расчет импульсного сопротивления заземлителя подстанции

Расчет эквивалентного сопротивления первого слоя:

Принимаем: $l_B = 5 \text{ м}$ - длина вертикального электрода;

Глубина заложения заземлителей от поверхности земли

$$t = h_3 = 0,5 \text{ м.}$$

Граница разделения слоев двух слойной модели

$$h_{1\dot{y}} = l_B + h_3 = 5 + 0,5 = 5,5;$$

$$\rho_{1\dot{y}} = \frac{h_{1\dot{y}}}{\sum \frac{h_i}{\rho_i}} = \frac{5,5}{\frac{1,5}{\rho_1} + \frac{4}{\rho_2}} \text{ Ом} \cdot \text{ м.}$$

Расчет эквивалентного сопротивления второго слоя:

Толщина второго слоя эквивалентной двухслойной модели

$$H_{PACЧ} = (1,3 \div 1,4) \cdot l_B.$$

Принимаем: $H_{PACЧ} = 1,4 \cdot l_B = 1,4 \cdot 5 = 7 \text{ м};$

$$\rho_{2\dot{y}} = \frac{H_{PACЧ} - h_{1\dot{y}}}{\sum \frac{h_i}{\rho_i}} \text{ Ом} \cdot \text{ м.}$$

Находим: $\frac{h_{1\dot{y}} - h_C}{l_C}.$

принимаем:

$$\frac{\rho_{ЭКВ}}{\rho_2} = 0,9.$$

Отсюда: $\rho_{ЭKB} = 0,9 \rho_{2Э} = 2700 \text{ Ом} \cdot \text{м}$.

Определяем стационарное сопротивление одного вертикального электрода:

$$R_{ЭB} = \frac{\rho_{ЭKB}}{\pi \cdot 2 \cdot \psi_B} \cdot \ln \frac{4 \psi_B \cdot \psi(2 \psi + l_B)}{d \cdot \psi(4 \psi + l_B)} = 545,58 \text{ Ом}.$$

Определяем стационарное сопротивление одного горизонтального электрода:

$$R_{ЭА} = \frac{\rho_{ЭА}}{\pi \cdot \psi_{А}} \cdot \ln \frac{1,5 \psi_{А}}{\sqrt{2 \psi_{А} \psi_{Б}}} = 5 \text{ Ом}.$$

Определяем стационарное заземление:

$$R = \frac{R_{ЭА} \cdot \psi_{ЭА}}{\eta \cdot \psi(n_{А} \cdot \psi_{ЭА} + m \cdot \psi_{ЭА})} = 5 \text{ Ом}.$$

где $\eta = \eta_u = 0,75$ - коэффициент использования заземлителя учитывающий растекание тока молнии из-за взаимных экранов;

Определение импульсного сопротивления вертикального электрода:

$$R_{эА} = \frac{\alpha_{эА} \cdot \psi_{ЭА}}{\eta \cdot \psi_{n_{А}}} \text{ Ом},$$

где $\alpha_{эB} = 1$ - импульсный коэффициент вертикального электрода;

Определение импульсного сопротивления горизонтального электрода.

Определяем удельную индуктивность на единицу длины горизонтального заземлителя:

$$L_0 = 0,2 \cdot \ln \frac{l}{r} = 0,31 \frac{\mu\text{Гн}}{\text{м}},$$

где l – длина полосы, м;

r - радиус электрода, м.

Определяем импульсный коэффициент протяженного заземлителя:

$$\alpha_{\epsilon\bar{A}} = 1 + \frac{L_0 \Psi}{3 \Psi_0 \Psi R_{Y\bar{A}}},$$

где $\tau_\phi = 2 \text{ мкс}$ - длительность фронта тока молнии;

$$R_{\epsilon\bar{A}} = \alpha_{\epsilon\bar{A}} \Psi R_{Y\bar{A}} \text{ Ом.}$$

Определяем общее или суммарное импульсное сопротивление:

$$R_\epsilon = \frac{R_{\epsilon\bar{A}} \Psi R_{\epsilon\bar{A}}}{\eta_\epsilon \Psi (n_A \Psi R_{\epsilon\bar{A}} + m \Psi R_{\epsilon\bar{A}})} \downarrow 5 \text{ Ом.}$$

1.6.3 Расчет шагового напряжения

Рассчитываем распределение напряжения при вертикальном расположении электрода:

$$\beta_1 = \frac{\ln a - \ln r}{\ln 2 \cdot l - \ln r},$$

где a - длина шага, мм;

l - длина вертикального электрода, мм;

r - радиус электрода, мм.

$$\beta_1 = \frac{\ln a - \ln r}{\ln 2 \Psi - \ln r} = \frac{\ln 800 - \ln 10}{\ln 2 \Psi 5000 - \ln 10}.$$

Рассчитываем распределение напряжения при горизонтальном расположении электрода:

$$\beta_2 = \frac{R_h}{R_h + 6 \cdot \rho_1}.$$

где R_h - сопротивление тела человека, Ом;

ρ_1 - удельное сопротивление верхнего слоя, Ом·м.

$$\beta_2 = \frac{R_h}{R_h + 6 \Psi \rho_1}.$$

Рассчитываем распределение напряжения по поверхности земли:

$$\varphi_3 = \frac{I_3 \cdot \rho}{2 \cdot \pi \cdot l} \ln \frac{2 \cdot l}{d},$$

где I_3 - ток, стекающий с заземлителя проектируемого заземляющего устройства при однофазном КЗ;

$$I_3 = 0,5 \chi_{1,5} \chi_{II}^{(3)} A;$$

$$\varphi_3 = \frac{I_3 \cdot \rho}{2 \cdot \pi \cdot l} \chi_{II} \ln \frac{2 \cdot l}{d} B;$$

Рассчитываем шаговое напряжение на поверхности земли:

$$U_{\text{ш}} = \varphi_3 \chi_{\beta_1} \chi_{\beta_2} B.$$

4. Расчет напряжения прикосновения

Рассчитываем допустимое значение сопротивления заземляющего устройства:

$$R_{G, \text{дл}} = \frac{U_{\text{дл}}}{I_3} \text{ Ом}.$$

Определяем общее сопротивление сложного элемента:

$$R_3 = A \cdot \frac{\rho_{\text{э}}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\text{э}}}{L_{\Gamma} + L_B},$$

где A - определяется, если $0 \leq \frac{5 + 0,5}{\sqrt{45864}} \leq 0,1$;

$0 \leq 0,026 \leq 0,1$, то

$$A = 0,444 - 0,84 \frac{l+t}{\sqrt{S}} = 0,444 - 0,84 \cdot 0,026 = 0,422 ;$$

$$R_C = A \frac{\rho \dot{y}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho \dot{y}}{L_{\dot{A}} + L_{\dot{A}}} \text{ Ом} .$$

Так как у нас получилось $R_3 \geq R_{3,доп}$, а по условию безопасной работы у нас должно выполняться условие $R_3 \leq R_{3,доп}$, то для снижения значения напряжения прикосновения, в целях экономии затрат на сооружение заземляющего устройства применим подсыпку слоем гравия толщиной 0,2 м в рабочих местах. Удельное сопротивление верхнего слоя (гравия) в этом случае будет равно $\rho_1 = 3000 \text{ Ом} \cdot \text{м}$;

Рассчитываем коэффициент, определяемый по сопротивлению тела человека R_h и сопротивлению растекания тока от ступеней R_C :

$$\beta_3 = \frac{R_h}{R_h + R_C} = \frac{R_h}{R_h + 1,54\rho_1} .$$

Рассчитываем коэффициент напряжения прикосновения, для сложных заземлителей:

$$k_I = \frac{M \beta_3}{\frac{3}{\alpha} \frac{l \sqrt{L}}{\alpha \sqrt{S}} \frac{0,45}{\psi}} ,$$

где M - параметр, зависящий от $\frac{\rho_1}{\rho_2}$.

Так как подсыпка гравием не влияет на растекание тока с заземляющего устройства, так как глубина заложения заземлителей 0,7 м больше толщины слоя гравия, по этому соотношению $\frac{\rho_1}{\rho_2}$ и M остаются неизменными: если

$$\frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{1000}{3000} = 0,33 , \text{ то } M = 0,425 .$$

Рассчитываем допустимое значение напряжения прикосновения, для

сложных заземлителей после подсыпке гравия:

$$U_{\zeta} = \frac{U_{\text{АИГ}}}{k_I} B ,$$

что в свою очередь меньше: $U_{\text{доп}} = 10000 B$.

Пересчитываем допустимое значение сопротивления заземляющего устройства:

$$R_{\zeta, \text{АИГ}} = \frac{U_{\zeta}}{I_3} \text{ Ом} .$$

Что соблюдается по условию безопасной работы, должно выполняться условие:

$$R_{\zeta} = 1,68 \downarrow R_{\zeta, \text{АИГ}} \text{ Ом} .$$

Рассчитываем значение напряжения прикосновения, для сложных заземлителей:

$$U_{\text{ID}} = k_I \chi I_3 \chi R_{\zeta} B ,$$

что меньше $U_{\text{доп}} = 400 B$.

3 Методические рекомендации по проведению практических занятий.

Практические занятия предусмотрены в рабочей программе в объеме 18 часов. Тематика практических занятий представлена в таблице.

| № темы | Название темы | Кол-во часов |
|--------|--|--------------|
| 1 | Технологическая и структурная схема ТЭЦ | 2 |
| 2 | Технологическая и структурная схема КЭС, ГЭС и АЭС | 2 |
| 3 | Выбор силовых трансформаторов (автотрансформаторов) электростанций и подстанций | 4 |
| 4 | Схемы распределительных устройств 35-750 кВ | 6 |
| 5 | Схемы собственных нужд электростанций и подстанций | 4 |

Цель практических занятий – научить студентов выполнять расчеты по выбору силовых трансформаторов и автотрансформаторов связи, а также правильно выбирать схемы ОРУ, ЗРУ на станциях и подстанциях.

Практические занятия проводятся по индивидуальным карточкам.

Ниже приведен пример:

Пример 1

Задание: Выбрать мощность трансформаторов связи, если на ТЭЦ установлены три генератора ТВФ – 63, $U_{ном} = 10,5$ кВ, $\cos(\varphi) = 0,8$. Нагрузка на генераторном напряжении $P_{H,max} = 65$ МВт, $P_{H,min} = 50$ МВт, $\cos(\varphi) = 0,9$, остальная мощность выдается в энергосистему по ВЛЭП 110 кВ. Расход на собственные нужды принять 10 %.

Решение:

Нагрузка 10 кВ обеспечивается двумя генераторами, поэтому намечаем структурную схему – два генератора присоединены к ГРУ и один в блок с повышающим трансформатором (рис. 11).

Расход мощности на с. н. одного турбогенератора:

$$P_{с,н} = \frac{P_{с,н\%}}{100} \cdot P_{уст} = \frac{10}{100} \cdot 63 = 6,3 \text{ МВт};$$

$$Q_{с,н} = P_{с,н} \cdot \operatorname{tg}(\varphi) = 6,3 \cdot 0,75 = 4,725 \text{ Мвар}.$$

Реактивная мощность генератора ТВФ – 63:

$$Q_{Г} = P_{Г} \cdot \operatorname{tg}(\varphi) = 63 \cdot 0,75 = 47,25 \text{ Мвар}$$

Реактивные нагрузки:

$$Q_{n,max} = 6540,62 = 40,3 \text{ МВар} ;$$

$$Q_{n,min} = 5040,62 = 31 \text{ МВар} .$$

Определяем расчетную нагрузку трансформаторов связи в режиме минимальных нагрузок по (1):

$$S_{1расч} = \sqrt{(2463 - 50 - 246,3)^2 + (2447,25 - 31 - 244,725)^2} = 104,7 \text{ МВА} .$$

Определяем расчетную нагрузку в режиме максимальных нагрузок:

$$S_{2расч} = \sqrt{(2463 - 65 - 246,3)^2 + (2447,25 - 40,3 - 244,725)^2} = 65,9 \text{ МВА} .$$

Определяем расчетную нагрузку в аварийном режиме – при отключении одного генератора:

$$S_{3расч} = \sqrt{(63 - 65 - 6,3)^2 + (47,25 - 40,3 - 4,725)^2} = 8,59 \text{ МВА} .$$

Знак минус в первом слагаемом подкоренного выражения указывает на изменение направления мощности в аварийном режиме. При отключении одного генератора активная недостающая мощность передается с шин 110 кВ через трансформатор связи.

Мощность трансформаторов связи выбираем по (2) с учетом того, что

$$S_{расч,max} = S_{1расч} = 104,7 \text{ МВА} \text{ и принимая } K_3 = 1,4 :$$

$$S_T \text{ и } \frac{S_{расч,max}}{K_3} = \frac{104,7}{1,4} = 74,75 \text{ МВА} .$$

Принимаем два трансформатора связи по 80 МВА. Мощность блочного трансформатора для G3 принимаем 80 МВА.

| № темы | Вопросы для самостоятельной работы |
|--------|--|
| 1 | Изучить технологические и структурные схемы ТЭЦ разных видов |
| 2 | Изучить технологические и структурные схемы КЭС, ГЭС и АЭС |
| 3 | Выбор силовых трансформаторов (автотрансформаторов) электростанций и подстанций |
| 4 | Проработать схемы распределительных устройств 35-750 кВ |

При подготовке ответов на вопросы для самостоятельной работы студентам рекомендуется пользоваться программой MathCAD и Visio для выполнения серий расчетов и графической части схем ОРУ.

4. Самостоятельная работа студентов

4.1. Методические указания по проведению самостоятельной работы студентов.

Самостоятельная работа студентов включает изучение лекционного материала и дополнительной литературы по дисциплине при подготовке к занятиям, работу в библиотеке, написание реферата по предложенной теме и сдачу зачета. Контроль степени усвоения материала осуществляется с помощью вопросов для самопроверки. Также на каждой лекции предусмотрен 15 минутный опрос студентов по ранее (и самостоятельно) изученному материалу.

Тема 1. Введение.

Основные понятия и определения об электрических станциях.

Вопросы для самопроверки.

1. Классификация электрических станций?
2. Классификация тепловых электрических станций?
3. Классификация гидравлических электрических станций?
4. Назначение турбогенераторов и гидрогенераторов?
5. Назначение трансформаторов и автотрансформаторов?

Тема 2. Производство электрической энергии

Виды, назначения, воздействия на окружающую среду ГЭК, ГАЭС, ТЭС. Возобновляемые источники энергии, виды, назначения, условия использования. Графики нагрузки энергосистемы: заполнения суточного графика нагрузки. Электроприемники и их категории.

Вопросы для самопроверки.

1. Виды, назначения, воздействия на окружающую среду ГЭК, ГАЭС, ТЭС.
2. Тепловая электрическая станция (ТЭС). Привести примеры.
3. Гидроэлектростанция (ГЭС). Привести примеры.
4. Атомная электрическая станция (АЭС). Привести примеры.
5. Гидроаккумулирующая станция (ГАЭС). Привести примеры.
6. Теплоэлектроцентраль (ТЭЦ). Привести примеры.
7. Тепловая конденсационная электрическая станция (КЭС). Привести примеры.
8. Возобновляющие источники электроэнергии.
9. Графики нагрузки энергосистемы.
10. Заполнение суточного графика нагрузки.
11. Электроприемники и их категории.

Тема 3. Электрические схемы электрических станций и их оборудование.

Электрические схемы электрических станций; электрооборудование электрических станций; собственные нужды электрических станций и их схемы; распределительные устройства и их схемы; заземление электрических станций; система измерения, контроля, сигнализации и управления; автоматизация процесса производства электроэнергии на электростанциях; схемы РУ, область их применения, закрытые и открытые РУ; конструктивное выполнение РУ; заземляющие устройства; расчет заземляющих устройств.

Вопросы для самопроверки.

1. Классификация электрических схем электрических станций.
2. Электрооборудование электрических станций.
3. Собственные нужды электрических станций и их схемы.
4. Распределительные устройства и их схемы.
5. Закрытые и открытые РУ.
6. Схемы РУ, область их применения.

7. Заземляющие устройства, расчет заземляющих устройств.
8. Система измерения, контроля, сигнализации и управления.
9. Автоматизация процесса производства электроэнергии на электростанциях.
10. Понятия: ОРУ, ЗРУ, КРУ, КРУН.
11. Схемы присоединения подстанций.
12. Назначение подстанций и их оборудование.

4.2. График самостоятельной учебной работы студентов

График самостоятельной работы студентов по дисциплине на каждый семестр с указанием ее содержания, объема в часах, сроков и форм контроля показан ниже. В пункте 3.1 более подробно расписано содержание самостоятельной работы студентов.

| № | Содержание самостоятельной работы, литература | Объем, часы | Формы контроля | Сроки, недели |
|---|---|-------------|------------------|---------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| 1 | <p>Проработка лекционного материала по теме 1. Основные понятия и определения об электрических станциях</p> <p>.Работа с литературой: Электрическая часть станций и подстанций. Под редакцией А.А.Васильева. М: Энергоатомиздат, 1990г. 576 с. Основы современной энергетики. Курс лекций. В 2-х томах. / Под редакцией Е.В. Аметистова – М.: Издательство МЭИ, 2002. ч.1 Современная теплоэнергетика. Рожкова Л.Д., Корнеева Л.К. Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций.- М.: Академия, 2005.</p> | 2 | Блиц-опрос | 2 неделя |
| 2 | <p>Проработка лекционного материала по теме 2 Виды, назначения, воздействия на окружающую среду ГЭС, ГАЭС, ТЭС. Возобновляемые источники энергии, виды, назначения, условия использования. Графики нагрузки энергосистемы: заполнения суточного графика нагрузки. Электроприемники и их категории.</p> <p>.Работа с литературой: Электрическая часть станций и подстанций. Под редакцией А.А.Васильева. М: Энергоатомиздат, 1990г. 576 с. Основы современной энергетики. Курс лекций. В 2-х томах. / Под редакцией Е.В. Аметистова – М.: Издательство МЭИ, 2002. ч.1 Современная теплоэнергетика. Рожкова Л.Д., Корнеева Л.К. Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций.- М.: Академия, 2005.</p> | 2 | Блиц-опрос, к.р. | 4 неделя |

| | | | | |
|---|--|---|------------------|--------------|
| 3 | <p>Проработка лекционного материала по теме 3. Особенности ТЭС, АЭС и ГЭС, учитываемые при заполнении суточного графика нагрузки..</p> <p>Работа с литературой: Электрическая часть станций и подстанций. Под редакцией А.А.Васильева. М: Энергоатомиздат, 1990г. 576 с.Основы современной энергетики. Курс лекций. В 2-х томах. / Под редакцией Е.В. Аметистова – М.: Издательство МЭИ, 2002. ч.1 Современная теплоэнергетика. Рожкова Л.Д., Корнеева Л.К. Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций.- М.: Академия, 2005.</p> | 2 | Блиц-опрос | 6 неделя |
| 4 | <p>Проработка лекционного материала по теме 3. Электроснабжение потребителей I, II, III, категории. Особенности технологической схемы ТЭЦ относительно КЭС</p> <p>.Работа с литературой: Электрическая часть станций и подстанций. Под редакцией А.А.Васильева. М: Энергоатомиздат, 1990г. 576 с.Основы современной энергетики. Курс лекций. В 2-х томах. / Под редакцией Е.В. Аметистова – М.: Издательство МЭИ, 2002. ч.1 Современная теплоэнергетика. Рожкова Л.Д., Корнеева Л.К. Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций.- М.: Академия, 2005.</p> | 2 | Блиц-опрос, к.р. | 8 неделя |
| 5 | <p>Проработка лекционного материала по теме 3. Виды технологических схем АЭС. Особенности схемы ГЭС по мощности. Виды РЧ в энергосистеме и область их применения.Схемы подстанций и их виды.</p> <p>.Работа с литературой: Электрическая часть станций и подстанций. Под редакцией А.А.Васильева. М: Энергоатомиздат, 1990г. 576 с.Основы современной энергетики. Курс лекций. В 2-х томах. / Под редакцией Е.В. Аметистова – М.: Издательство МЭИ, 2002. ч.1 Современная теплоэнергетика. Рожкова Л.Д., Корнеева Л.К. Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций.- М.: Академия, 2005.</p> | 2 | Блиц-опрос | 10 неделя |
| 6 | <p>Проработка лекционного материала по теме 3. Собственные нужды станций и подстанций. Собственные нужды ГЭС. Собственные нужды ТЭЦ, КЭС Собственные нужды подстанций.</p> <p>.Работа с литературой: Электрическая часть станций и подстанций. Под редакцией А.А.Васильева. М: Энергоатомиздат, 1990г. 576 с.Основы современной энергетики. Курс лекций. В 2-х томах. / Под редакцией Е.В. Аметистова – М.: Издательство МЭИ, 2002. ч.1 Современная теплоэнергетика. Рожкова Л.Д., Корнеева Л.К. Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций.- М.: Академия, 2005.</p> | 2 | Блиц-опрос, к.р. | 12 неделя |
| 7 | <p>Проработка лекционного материала по теме 9. Заземление электрических станций и подстанций. Коммутационные аппараты: виды</p> | 2 | Блиц-опрос | 14 неделя |

| | | | | |
|---|---|---|--------------------------------|-----------|
| | <p>обозначения на схеме, назначение. Наземляющие устройства: назначение, применение.</p> <p>.Работа с литературой: Электрическая часть станций и подстанций. Под редакцией А.А.Васильева. М: Энергоатомиздат, 1990г. 576 с. Основы современной энергетики. Курс лекций. В 2-х томах. / Под редакцией Е.В. Аметистова – М.: Издательство МЭИ, 2002. ч.1 Современная теплоэнергетика. Рожкова Л.Д., Корнеева Л.К. Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций.- М.: Академия, 2005.</p> | | | |
| 8 | Обзор материала лекций. Защита практических работ | 2 | Защита по практическим работам | 16 неделя |
| 9 | Обзор материала лекций. Подготовка к зачету. | 2 | Получение допуска к зачету | 18 неделя |

4.3. Методические указания по выполнению домашних заданий

Целью выполнения домашнего задания является самостоятельное изучение материала при подготовке к следующему занятию. Основным типом домашнего задания для данной дисциплины является изучение, и применение схем ОРУ на электрических станциях и подстанциях, и схем собственных нужд.

4.4. Фонды домашних заданий

Домашние задания выполнены в виде перечня вопросов.

Комплект домашних вопросов.

1. ТЭС, виды, назначение воздействия на окружающую среду.
2. ГЭС, сравнительная характеристика видов.
3. ГАЭС, назначение, принцип действия.
4. Возобновляемы источники энергии: виды, условия использования.
5. График нагрузки энергосистемы: заполнения по виду станций.
6. Особенности ТЭС, АЭС и ГЭС, учитываемые при заполнении суточного графика нагрузки.
7. Электроснабжение потребителей I, II, III, категории.
8. Особенности технологической схемы ТЭЦ относительно КЭС.
9. Виды технологических схем АЭС.

10. Особенности схемы ГЭС по мощности.
11. Виды РЧ в энергосистеме и область их применения.
12. Схемы подстанций и их виды.
13. Собственные нужды станций и подстанций.
14. Собственные нужды ГЭС.
15. Собственные нужды ТЭЦ.
16. Собственные нужды КЭС.
17. Собственные нужды подстанций.
18. Заземление электрических станций и подстанций.
19. Коммутационные аппараты: виды обозначения на схеме, назначение.
20. Заземляющие устройства: назначение, применение.

5. Методические указания по применению информационных технологий

К информационному обеспечению можно отнести следующие ресурсы:

1. Система автоматизации библиотек «IRBIS». Данная система, предназначенная для обеспечения возможности поиска информации о книжном фонде библиотеки ВУЗа. Система позволяет искать информацию о библиотечном издании по следующим критериям: ключевые слова, автор, заглавие, год издания и др.;

2. Информационная система нормативных документов «Kodeks». Система, предназначенная для поиска нормативных документов, применяемых в области энергетики.

3. Всемирная сеть InterNet. Данная сеть позволяет иметь доступ к информационным ресурсам всего мира и университета в частности. Адрес сайта Амурского государственного университета www.amusru.ru. В частности на данном сайте можно своевременно узнать о событиях в ВУЗе, получить доступ к информационным ресурсам университета, в том числе к информации об аттестации, лицензировании.

4. Локальная библиотека кафедры Энергетики «Студент». Данный ресурс представляет собой электронные варианты книжного фонда, необходимого для учебного процесса.

В процессе обучения используются электронные презентации лекций с элементами активного обучения. Перечень лекций: «Выработка электроэнергии на электростанциях»; «Передача и распределение электроэнергии». Использование медиапроектора для просмотра фильмов «Электрические станции и подстанции».

6. Программные продукты, реально используемые в практической деятельности выпускника

В процессе изучения дисциплины «Производство электроэнергии» студент при подготовке к домашним заданиям, к лекционным курсам использует программные продукты. Но применение этих программ происходит поверхностно, т.е. даются основные понятия. Подробное изучение этих программ проводится по дисциплине «Пакеты прикладных программ», «Математические модели».

1. На кафедре имеется программное обеспечение. Оно представляет собой программы необходимые для учебного процесса и которое может каждый студент установить себе, для освоения учебного материала на собственных персональных компьютерах.

Программы для ознакомления студентов:

1. MS Visio (2002, 2003); графический редактор
2. MathCad (2000, 2001, 2003) – система математических расчетов;
3. MatLab – система моделирования;
4. Modus – Тренажерный комплекс;
5. SDO-6 – Расчет режимов и оптимизация режимов ЭЭС;
6. RASTR, RastWin – Расчет режимов электрических систем;
7. Energy1 – Расчет сети;
8. Uchet – Учет электроэнергии;

9. Kaktys – контролирующая и обучающая программа;
10. Tkz-3000v.lut – Расчет токов короткого замыкания;
11. Runge – Расчет уравнений движения работы синхронных машин;
12. Curspm G2, Curspm G2 – Автоматизированный расчет графиков электрических нагрузок;
13. «Krnet» – Расчет технико-экономических параметров эл.сети;
14. Delphi-6.0 – система быстрой разработки программ;
15. Model – Моделирование параметров режима.

7. Материалы по контролю качества образования

7.1. Методические указания по организации контроля знаний студентов

На лекциях проводится блиц-опрос (текущий контроль) по пройденному материалу, проверка домашнего задания. В конце семестра проводится зачет (вопросы к зачету приведены ниже в пункте 6.3).

План проведения блиц-опроса:

1. Напоминается тема предыдущего занятия;
2. Студентам задается 4 – 5 вопросов по предыдущей теме занятия;
3. Проводится анализ полученных ответов.

6.2. Фонд заданий (для блиц-опроса)

Блиц-опрос №1.

Тема 1. Введение.

Основные понятия и определения об электрических станциях.

Вопросы .

- 1.Классификация электрических станций?
- 2.Классификация тепловых электрических станций?
- 3.Классификация гидравлических электрических станций?
- 4.Назначение турбогенераторов и гидрогенераторов?
- 5.Назначение трансформаторов и автотрансформаторов?

Блиц-опрос №2.

Тема 2. Производство электрической энергии

Виды, назначения, воздействия на окружающую среду ГЭС, ГАЭС, ТЭС.

Вопросы.

1. Виды, назначения, воздействия на окружающую среду ГЭС, ГАЭС, ТЭС.

2. Тепловая электрическая станция (ТЭС). Привести примеры.

3. Гидроэлектростанция (ГЭС). Привести примеры.

4. Атомная электрическая станция (АЭС). Привести примеры.

5. Гидроаккумулирующая станция (ГАЭС). Привести примеры.

6. Теплоэлектроцентраль (ТЭЦ). Привести примеры.

7. Тепловая конденсационная электрическая станция (КЭС). Привести примеры.

Блиц-опрос №3.

Тема 2. Производство электрической энергии

Возобновляемые источники энергии, виды, назначения, условия использования. Графики нагрузки энергосистемы: заполнения суточного графика нагрузки. Электроприемники и их категории.

Вопросы.

1. Возобновляющие источники электроэнергии.

2. Графики нагрузки энергосистемы.

3. Заполнение суточного графика нагрузки.

4. Электроприемники и их категории.

5. Экологичность возобновляющих источников электроэнергии.

Блиц-опрос №4.

Тема 3. Электрические схемы электрических станций и их оборудование.

Электрические схемы электрических станций; электрооборудование электрических станций; собственные нужды электрических станций и их схемы; распределительные устройства и их схемы.

Вопросы .

1. Классификация электрических схем электрических станций.
2. Электрооборудование электрических станций.
3. Собственные нужды электрических станций и их схемы.
4. Распределительные устройства и их схемы.
5. Закрытые и открытые РУ.
6. Схемы РУ, область их применения.

Блиц-опрос №5.

Тема 4. Электрические схемы электрических станций и их оборудование.

Заземление электрических станций; система измерения, контроля, сигнализации и управления; автоматизация процесса производства электроэнергии на электростанциях; схемы РУ, область их применения, закрытые и открытые РУ; конструктивное выполнение РУ; заземляющие устройства; расчет заземляющих устройств.

Вопросы .

1. Заземляющие устройства, расчет заземляющих устройств.
2. Система измерения, контроля, сигнализации и управления.
3. Автоматизация процесса производства электроэнергии на электростанциях.
4. Понятия: ОРУ, ЗРУ, КРУ, КРУН.
5. Схемы присоединения подстанций.
6. Назначение подстанций и их оборудование.

7.3. Итоговый контроль

В конце семестра, на зачетной неделе проводится зачет.

Контрольные вопросы к зачету по дисциплине «Производство электроэнергии».

Билет № 1

1. ТЭС, виды, назначение воздействия на окружающую среду.
2. Виды РЧ в энергосистеме и область их применения.

Билет № 2

1. ГЭС, сравнительная характеристика видов.
2. Схемы подстанций и их виды.

Билет № 3

1. ГАЭС, назначение, принцип действия.
2. Собственные нужды станций и подстанций.

Билет № 4

- 1 Возобновляемы источники энергии: виды, условия использования.
2. Возобновляемы источники энергии: виды, условия использования.

Билет № 5

1. График нагрузки энергосистемы: заполнения по виду станций.
2. . Собственные нужды ТЭЦ.

Билет № 6

1. Особенности ТЭС, АЭС и ГЭС, учитываемые при заполнении суточного графика нагрузки.
2. Собственные нужды КЭС.

Билет № 7

1. Электроснабжение потребителей I, II, III, категории.
- 2 Собственные нужды подстанций.

Билет №. 8

1. Особенности технологической схемы ТЭЦ относительно КЭС.
2. Заземление электрических станций и подстанций.

Билет № 9

1. Виды технологических схем АЭС.
2. Коммутационные аппараты: виды обозначения на схеме, назначение.

Билет № 10

1. Особенности схемы ГЭС по мощности.

2. Заземляющие устройства: назначение, применение.

Билет № 11

1. Назначение генераторов.

2. Шины и токопроводы.

Билет № 12

1. Классификация электрических станций.

2. Виды нагрузки и их характеристика.

8. Карта обеспеченности дисциплины кадрами профессорско-преподавательского состава

| Лекции | Практические занятия (библиотека) | Самостоятельная работа | Зачет |
|--|---|---|--|
| Доцент кафедры Энергетики Ротачева Алла Георгиевна | Ассистент кафедры Энергетики Кривохижа Яна Викторовна | Ассистент кафедры Энергетики Кривохижа Яна Викторовна | Доцент кафедры Энергетики Ротачева Алла Георгиевна |

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Учебно-методический комплекс ориентирован на оказание помощи студентам очной формы обучения по специальности 140204 «Электрические станции» для формирования фундаментальных знаний обо всех разделах энергетики и их взаимосвязях, об энергетических системах и основных, происходящих в них процессах преобразования, передачи и потребления электроэнергии.

В данном учебно-методическом комплексе отражены полные вопросы: показана рабочая программа дисциплины; подробно описан график самостоятельной учебной работы студентов по дисциплине на каждый семестр с указанием ее содержания, объема в часах, сроков и форм контроля; расписаны методические указания по проведению самостоятельной работы студентов; предложен краткий конспект лекций по данному курсу; методические рекомендации по выполнению домашних занятий; показан перечень программных продуктов, реально используемых в практике деятельности студентов; комплекты заданий для домашних заданий; фонд тестовых заданий для оценки качества знаний по дисциплине; контрольные вопросы к зачету; карта обеспеченности дисциплины кадрами профессорско-преподавательского состава.