

Федеральное агентство по образованию
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ГОУВПО «АмГУ»

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой Энергетики

_____ Н.В. Савина

«_____» _____ 2007г.

СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ
УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС ПО ДИСЦИПЛИНЕ

для специальности 140204 – «Электрические станции»

Составитель: доц. 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 «Собственные нужды электрических станций и подстанций» для студентов очной формы обучения специальности 140204 «Электрические станции». - Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2007. – 181 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	17
3. Методические рекомендации по проведению практических занятий.	147
4. Самостоятельная работа студентов	162
4.1. Методические указания по проведению самостоятельной работе студентов	162
4.2. График самостоятельной учебной работы студентов	164
4.3 Методические указания по выполнению домашнего задания	170
4.4 Комплекты домашних заданий	170
5. Методические указания по проведению информационных технологий	172
6. Программные продукты, реально используемые в практической деятельности выпускника	173
7. Материалы по контролю качества образования	174
7.1. Методические указания по организации контроля знаний Студентов	174
7.2. Фонд заданий для проведения блиц-опроса	174
7.3. Итоговый контроль	177
8. Карта обеспеченности дисциплины профессорско-преподавательского состава	179
Заключение	181

ВВЕДЕНИЕ

Дисциплина «Собственные нужды электрических станций и подстанций» относится к блоку СД, является специальной дисциплиной.

Курс «Собственные нужды электрических станций и подстанций» является одним из важнейших. Дисциплина «Собственные нужды электрических станций и подстанций» занимает важное место в учебном процессе. В этом общеэнергетическом курсе студент получает знания по дисциплинам включающие вопросы целей, задач, структур собственных нужд электрооборудования электрических станций и подстанций, основные нормативно-технические принципы и построения электрических схем собственных нужд станций и подстанций, технология производства собственных нужд; и др.

В данном учебно-методическом комплексе отражены следующие вопросы: соответствие дисциплины «Собственные нужды электрических станций и подстанций» 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 лабораторных работ; 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 «Собственные нужды электрических станций и подстанций» 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 "Собственные нужды электрических станций и подстанций"
для специальностей:

140204 – "Электрические станции"

(дневная, заочная и ускоренная форма обучения)

Очная форма обучения

курс пятый

специальности: 100100

Лекции 28

Лабораторные занятия 14

Самостоятельная работа 30

Экзамен 9 сем

Всего часов 72

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: 140204 – "Электрические станции".

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

Заведующий кафедрой _____ Н.В. Савина

Рабочая программа одобрена на заседании УМС специальностей: 140204.

« ____ » _____ 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.

Цели и задачи дисциплины, ее место в учебном процессе.

1. **Цель преподавания дисциплины** является формирование знаний по теоретическим основам проектирования собственных нужд электрических станций и подстанций энергосистем. Оценивать возможности взаимозаменяемости электрических аппаратов и их отдельных узлов.

2. **Задачи изучения дисциплины** являются основы построения электрических аппаратов электростанций и подстанций, и освоения принципов выбора схемы и компоновки распределительных устройств высокого напряжения, ознакомление с конструктивным исполнением распределительных устройств на подстанциях.

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

знать:

- методы выбора электрических аппаратов и проводников для различных электроустановок; методы выбора токоограничивающих устройств на электростанциях и подстанциях.

уметь:

- использовать схемы электрических соединений электрических станций, конструкции открытых, закрытых и комплексных распределительных устройств, методы проектирования схем электрических соединений распределительных устройств электрических станций и подстанций;

- использовать и уметь опыт в современных методах расчета электрических схем электрических установок; использования информационного и технического обеспечения систем автоматизированного проектирования электрической части электрических станций и подстанций.

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.

Содержание дисциплины

2.1. Федеральный компонент

Собственные нужды электрических станций и подстанций: блок дисциплин включает вопросы целей, задач, структур и организации электрооборудования собственных нужд, основные нормативно-технические принципы и документация по системам в целом и конкретному электрооборудованию.

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*:

- поддержание и изменение режимов работы объектов энергетики;
- ведение оперативной технической документации собственных нужд, связанной с эксплуатацией оборудования;

- обеспечение соблюдения всех заданных параметров технологического процесса и качества вырабатываемой продукции;
- проведение профилактических испытаний оборудования.

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

В лекционном курсе в целостной форме обобщают полученные ранее знания по ТОЭ, электрическим машинам, переходным процессам, производству электроэнергии, электрической части станций, и на базе этого формируются представления о современных собственных нуждах электрических станциях и подстанциях энергосистемы, их оборудование и о перспективном прогрессивном развитии энергетики.

ЛЕКЦИОННЫЙ КУРС (28 часов)

ВВЕДЕНИЕ - (2 часа).

1. Электрические станции: назначение, виды особенности. Система собственных нужд электростанций и источники энергоснабжения системы СН ЭС. Определение номинальной мощности рабочих и резервных ТСН ТЭС. Основное и не основное оборудование ТЭС. Основные рабочие машины и их привод в системе СН ТЭС. (4 часа)

2. Виды рабочих машин в системе СН ЭС с нелинейно возрастающей механической характеристикой. Рабочие характеристики насосов и вентиляторов осевого типа.- (2 часа)

3. Выбор типа электродвигателя механизмов СН ЭС и их конструктивного исполнения. Выбор электродвигателя механизмов СН. ЭС по мощности и частоте вращения. Выбор мощности электродвигателя. Методы расчета самозапуска электродвигателей СН. Проверка электродвигателя СН по условию пуска.

Рабочие характеристики насосов центробежного типа. - (6 часа)

4. Условия выбора и проверки аппаратов. Определение номинальной мощности рабочих и резервных ТСН ТЭС. Коммутационные аппараты

напряжения до 1000 В в системе СН ЭС и ПС. Режим работы и условия выбора. Характеристика токопровода (сети) в системе СН. Выбор мощности электродвигателя. - (6 часа)

5. Особенности электроснабжения системы СН ГЭС. Способы присоединения токоприемников 6 и 0,4 кВ к сети СН ГЭС. Схема электроснабжения СН ГЭС с объединенным питанием агрегатных и общестанционных потребителей СН на напряжении 0,4 кВ. – (6 часа)

6. Особенности электроснабжения системы СН АЭС. Способы присоединения токоприемников 6 и 0,4 кВ к сети СН АЭС. – (2 часа)

ЛАБОРАТОРНЫЕ РАБОТЫ (14 ЧАСОВ)

1. Изучение электрического оборудования собственных нужд - 2 часа
2. Изучение пуска и самозапуска двигателей - 4 часа
3. Изучение конструкций магнитных пускателей - 4 часа
4. Изучение конструкций низковольтных автоматических выключателей – (4 часа)

2.4. Самостоятельная работа студентов

Включает в себя самостоятельную проработку лекционного материала, подготовку к практическим работам.

2.5. Вопросы к экзамену

1. Вспомогательные источники энергии в системе СН ЭС. Их назначение, классификация, требования к параметрам.
 1. Система собственных нужд электростанций и источники энергоснабжения системы СН ЭС.
 2. Виды рабочих машин в системе СН ЭС с нелинейно возрастающей механической характеристикой.
 3. Схема электроснабжения системы СН КЭС с выключателями у генераторов и ее особенности.

4. Надежность электроснабжения системы СН электростанций и условия ее обеспечения.
5. Основные и резервные источники электроснабжения системы СН КЭС и схемы их присоединения.
5. Коммутационные аппараты напряжения до 1000 В в системе СН ЭС и ПС. Режим работы и условия выбора.
6. Методы расчета самозапуска электродвигателей СН.
7. Особенности электроснабжения системы СН ГЭС.
8. Рабочие характеристики насосов центробежного типа.
9. Схема электроснабжения системы СН блока АЭС с реактором типа РБМК-1000.
10. Способы присоединения токоприемников 6 и 0,4 кВ к сети СН ГЭС.
11. Рабочие характеристики насосов и вентиляторов осевого типа.
12. Самозапуск электродвигателей СН и средства повышения надежности оборудования СН.
13. Схема электроснабжения системы СН ТЭЦ с поперечными связями в теплосиловой части.
14. Характеристика токопровода (сети) в системе СН.
15. Определение номинальной мощности рабочих и резервных ТСН ТЭС.
16. Распределительные устройства и сети в системе СН АЭС.
17. Способы регулирования производительности рабочих машин центробежного типа системы СН.
18. Система обеспечения безопасности АЭС.
19. Способы регулирования производительности рабочих машин осевого типа системы СН.
20. Классификация потребителей системы СН АЭС.
21. Схема электроснабжения СН ГЭС с отдельным питанием общестанционных и агрегатных потребителей.
22. Основное и не основное оборудование ТЭС.
23. Источники энергии системы СН АЭС.

24. Схемы питания СН ПС с постоянным и переменным оперативным током.
25. Выбор типа электродвигателя механизмов СН ЭС и их конструктивного исполнения.
26. Схема электроснабжения системы СН ТЭЦ блочного типа.
27. Основные потребители СН ПС и выбор числа мощности ТСН ПС.
28. Выбор электродвигателя механизмов СН. ЭС по мощности и частоте вращения.
29. Основные рабочие машины и их привод в системе СН ТЭС.
30. Схема электроснабжения системы СН блока АЭС с реакторов типа ВВЭР-1000.
31. Проверка электродвигателя СН по условию пуска.
32. Схема присоединения ТСН второй ступени к секциям СН-6 кВ КЭС.
33. Выбор мощности электродвигателя.
34. Какие асинхронные двигатели применяются на ТЭС.
35. Самозапуск электродвигателей СН и средства повышения надежности оборудования СН.
36. Схема электроснабжения СН ГЭС с объединенным питанием на стороне 6(10) кВ транспортеров агрегатных и общестанционных СН.
37. Характеристика токопровода (сети) в системе СН.
38. Основные и резервные источники электроснабжения системы СН КЭС и схемы их присоединения.
39. Схема надежного питания СН АЭС с реакторами на быстрых нейтронах.
40. Какие синхронные двигатели применяются на ТЭС.
41. Схема электроснабжения системы СН ТЭЦ с поперечными связями в теплосиловой сети.
42. Источники оперативного тока.

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. Черновец А.К., Семенов К.Н., Лapidус А.А. Учебное пособие «Пуск и самозапуск Электродвигателей механизмов собственных нужд электростанций» Санкт-Петербург, ПЭИпк, 2004г. 72с.

3. Собственные нужды электростанций и подстанций. Учебное пособие.
Козлов А.Н., Ротачева А.Г

Дополнительная литература

1. Электрическая часть станций под редакцией С.В.Усова - Л: Энергия, 1987г. 556 с.

2. Гук Ю.Б. и др. Проектирование эл. части станций и подстанций. - М: Энергоатомиздат, 1985г., 312 с.

3. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. - М: Энергоатомиздат, 1985г., 704 с.

4. Эл. часть станций и подстанций: Справочные материалы. Под редакцией Б.Н. Неклепаева., М: Энергоатомиздат, 1989г. 608 с.

5. Собственные нужды тепловых электростанций. Аббасова Э.М., Голоднов Ю.М., Зильберман В.А.; под редакцией Ю.М. Голоднова. М: Энергоатомиздат. 1991г., 272 с.

6. Электрическая часть станций и подстанций: Учебник для вузов, А.А.Васильев, И.П.Крючков, Е.Ф. Наяшкова и др; под редакцией А.А.Васильева. М: Энергоатомиздат, 1990г. 676 с.

7. Мясоедов Ю.В., Савина Н.В., Ротачева А.Г. Учебное пособие по проектированию «Электрическим станциям и подстанциям».

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

Задания для самостоятельной работы студентов.

В процессе изучения дисциплины (после каждого лабораторного 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	Электрические станции: назначение, виды особенности. Система собственных нужд электростанций и источники энергоснабжения системы СН ЭС.		1	Фильмы по курсу	«Пуск и самозапуск Электродвигателей механизмов собственных нужд электростанций»	2	Блиц опрос
2	2	Виды рабочих машин в системе СН ЭС с нелинейно возрастающей механической характеристикой.			Уч.пособие по курсу Эл.вар., плакаты	То же	2	
3	2	Рабочие характеристики насосов и вентиляторов осевого типа.		1	Уч.пособие по курсу Эл.вар., плакаты	То же	2	Защита лабораторных работ
4	3	Выбор типа электродвигателя механизмов СН ЭС и их конструктивного исполнения			Уч.пособие по курсу Эл.вар., плакаты	То же	2	
5	3	Выбор электродвигателя механизмов СН. ЭС по мощности и частоте вращения		2	Уч.пособие по курсу Эл.вар., плакаты	То же	2	Защита лабораторных работ
6	3	Выбор мощности электродвигателя. Методы расчета самозапуска электродвигателей СН			Уч.пособие по курсу Эл.вар., плакаты	То же	2	
7	4	Определение номинальной мощности рабочих и резервных ТСН ТЭС.		2	Уч.пособие по курсу Эл.вар., плакаты	То же	2	Защита лабораторных работ
8	4	Коммутационные аппараты напряжения до 1000 В в системе СН ЭС и ПС.			Уч.пособие по курсу Эл.вар.	То же	2	
9	4	Характеристика токопровода (сети) в системе СН. Выбор		3	Уч.пособие по курсу Эл.вар., плакаты	То же	2	Защита лабораторных работ

		мощности электродвигател я.						
10	5	Особенности электропитания системы СН ГЭС			Схемы.эл.вар., плакаты	То же	2	
11	5	Способы присоединения токоприемников 6 и 0,4 кВ к сети СН ГЭС		3	Уч.пособие по курсу Эл.вар., плакаты	То же	2	Защита лабораторных работ
12	5	Схема электропитания СН ГЭС с объединенным питанием агрегатных и общестанционных потребителей СН на напряжении 0,4 кВ			Уч.пособие по курсу Эл.вар., плакаты	То же	2	
13	5	Схема электропитания СН ГЭС с объединенным питанием агрегатных и общестанционных потребителей СН на напряжении 0,4 кВ		4	Уч.пособие по курсу Эл.вар., плакаты	То же	2	Защита лабораторных работ
14	6	Особенности электропитания системы СН АЭС. Способы присоединения токоприемников 6 и 0,4 кВ к сети СН АЭС.			Уч.пособие по курсу Эл.вар., плакаты	То же	2	

2. Краткий конспект лекций

Лекция1. Введение. Электрические станции: назначение, виды особенности.

Процесс производства и преобразования электроэнергии на электрических станциях полностью механизирован. Экономичная работа современных мощных котлов и паротурбинных агрегатов тепловых электростанций (ТЭС) возможна только при участии множества вспомогательных рабочих машин (мельниц, дробилок, кранов, транспортеров, насосов, вентиляторов и др.), необходимых для приготовления и транспорта топлива, подачи воздуха в камеры горения топлива и удаления из них продуктов сгорания и золы, подачи воды в котлоагрегаты, поддержания вакуума в конденсаторах турбины, водоснабжения станции и многого другого.

Еще более ответственны функции вспомогательных рабочих машин на атомных электрических станциях (АЭС), являющихся одним из видов ТЭС. Главные циркуляционные насосы, обеспечивающие циркуляцию теплоносителя через активную зону реактора, системы технологического контроля реактора, его управления и защиты обеспечивают безопасность эксплуатации АЭС, поскольку существует потенциальная возможность выделения в окружающую среду радиоактивных веществ.

Производственный процесс на гидростанциях значительно проще и требует меньшего количества вспомогательных рабочих машин. Однако и здесь необходимы насосы для технического водоснабжения, масляные насосы системы регулирования и смазки гидроагрегатов, компрессоры маслонапорных установок и др.

Источники энергоснабжения собственных нужд

Мощность и энергия, потребляемая системой собственных нужд, зависят от типа электростанции, вида топлива, типа и мощности турбин, типа ядерного реактора и других условий [3]. В табл. 1 приведены обобщенные данные по максимальным нагрузкам системы с.н. отечественных электростанций разных типов в процентах установленной мощности.

Таблица 1 Нагрузки системы собственных нужд

Тип станции	Особенности станции	Нагрузка с.н. (в процентах установленной мощности)
АЭС	С водяным теплоносителем	5 - 8
	С газовым теплоносителем	5 - 14
КЭС	На пылеугольном топливе	6 - 8
	На газомазутном топливе	3 - 5

ТЭЦ	На пылеугольном топливе	8 - 14
	На газомазутном топливе	5 - 7
ГЭС	Большой мощности	0,5 - 1
	Малой и средней мощности	2 - 3

Нормальная работа электростанции и безопасность ее обслуживания возможны только при условии надежной работы системы с.н. Поэтому надежность является основным требованием, которому должна удовлетворять система с.н., особенно атомных и тепловых электростанций. Согласно ПУЭ потребители системы с.н. электростанций отнесены к 1-й категории и их электроснабжение должно быть обеспечено от двух независимых источников питания. Перерыв электроснабжения допускается лишь на время действия устройств автоматического ввода резерва (АВР). Особо выделяется группа электроприемников, перерыв питания которых связан с опасностью для жизни персонала или с повреждением основного силового оборудования. Для электроснабжения этой группы особо ответственных потребителей требуется не менее трех независимых источников питания – рабочего и двух резервных.

Система с.н. должна быть также экономичной. Это означает, что требуемая надежность должна обеспечиваться при минимально возможных капиталовложениях и расходе электроэнергии. Расход электроэнергии в системе с.н. входит в состав основных технико-экономических показателей электростанции.

В настоящее время общепризнано, что электроснабжение системы собственных нужд электростанций разных типов (тепловых, атомных и гидростанций) может быть обеспечено наиболее просто, экономично и надежно от генераторов станции и энергосистемы. Надежность электроснабжения обеспечивается при выполнении следующих условий:

при применении быстродействующей релейной защиты, позволяющей уменьшить опасность снижения напряжения в системе с.н. при КЗ во внешней сети и вызванного этим торможения электродвигателей и снижения производительности рабочих машин;

при автоматическом регулировании возбуждения генераторов, обеспечивающем быстрое восстановление нормального напряжения на шинах с.н. после отключения КЗ;

при использовании для привода рабочих машин асинхронных электродвигателей с короткозамкнутыми роторами, легко разворачивающихся после кратковременного снижения частоты вращения;

при рациональном построении схемы электроснабжения системы с.н., в основу которой положено секционирование с присоединением группы электроприемников, относящихся к каждому агрегату (блоку, котлу), к отдельной секции РУ с отдельным рабочим трансформатором. Благодаря этому КЗ в сети с.н. вызывают понижение напряжения только у соответствующей группы электроприемников.

Для особо ответственных потребителей с.н., требующих повышенной надежности электроснабжения, предусматривают независимые источники энергии ограниченной мощности, обеспечивающие питание этой группы электроприемников при полном исчезновении напряжения на станции. Такими независимыми источниками энергии могут быть:

автономные агрегаты с автоматическим пуском, состоящие из первичного двигателя в виде дизеля или газовой турбины и синхронного генератора;

вспомогательные генераторы, установленные на валу главных агрегатов; аккумуляторные батареи со статическими преобразователями.

Автономные агрегаты требуют для пуска и набора нагрузки несколько минут. Поэтому они получили применение на ТЭС и АЭС для приемников энергии, допускающих такой перерыв в подаче энергии.

Для вспомогательного генератора, как и для главного генератора, первичным двигателем является турбина. При нарушении работы главного агрегата резервное питание системы с.н. может быть обеспечено от вспомогательного генератора в течение времени выбега главного агрегата. Вспомогательные генераторы заметно усложняют конструкцию главного агрегата и увеличивают размеры машинного зала, поэтому их применяют только на некоторых АЭС для электроснабжения двигателей главных циркуляционных насосов в режиме аварийного расхолаживания реактора.

Аккумуляторные батареи применяют на всех электростанциях. Для заряда батареи предусматривают статический (тиристорный) преобразователь, присоединенный к сети 380 В переменного тока. В нормальном режиме приемники энергии постоянного тока питаются от сети переменного тока через преобразователь, который также подзаряжает батарею. При исчезновении напряжения в сети переменного тока приемники постоянного тока обеспечиваются энергией от аккумуляторной батареи без перерыва питания, даже кратковременного [3].

Собственные нужды подстанций

Наиболее ответственными приемниками электроэнергии системы с.н. подстанций являются элементы систем управления, телемеханики и связи, электроснабжение которых может быть осуществлено или от сети переменного тока через стабилизаторы и выпрямители, или от независимого источника энергии – аккумуляторной батареи. В последнем случае в системе собственных нужд должны быть предусмотрены преобразователи для заряда батареи.

Кроме этого приемниками энергии системы собственных нужд подстанций являются:

электродвигатели системы охлаждения силовых трансформаторов и синхронных компенсаторов;

устройства обогрева масляных выключателей и шкафов с установленными в них электрическими аппаратами и приборами;

электродвигатели компрессоров, снабжающих сжатым воздухом пневматические приводы и воздушные выключатели;
электрическое отопление и освещение;
система пожаротушения.

Для электроснабжения потребителей системы с.н. подстанций предусматривают трансформаторы с вторичным напряжением 380/220 В. Они могут быть присоединены к сборным шинам ЗУ 6 – 10 кВ. Однако такая схема имеет существенный недостаток – при повреждениях в распределительном устройстве электроснабжение системы собственных нужд нарушается. Поэтому трансформаторы с.н. предпочитают присоединять к выводам низшего напряжения главных трансформаторов, на участке между трансформатором и выключателем рабочего ввода. Подробнее система собственных нужд подстанций рассматривается в разделе 5.

Лекция 2. Принципиальная технологическая схема тепловой электростанции

Тепловые электрические станции представляют собой комплекс сооружений и оборудования для преобразования в электрическую энергию (или электрическую и тепловую) первичной химической энергии топлива. В зависимости от вида отпускаемой энергии тепловые электростанции подразделяют на *КЭС* – конденсационные электрические станции (в российской энергетике такие станции чаще называют ГРЭС – государственные районные электростанции) и *ТЭЦ* – теплоэлектроцентрали.

Тепловыми являются также газотурбинные, парогазовые, геотермальные и атомные (АЭС) электростанции.

Дальний транспорт твердого и жидкого топлива в России осуществляют в основном по железным дорогам. Стоимость перевозки угля на 1000 км достигает в некоторых случаях 30 % стоимости добычи [5].

Природный горючий газ транспортируют по газопроводам. Стоимость его транспортировки также значительна, если учитывать затраты на строительство дальних газопроводов и газоперекачивающих станций, а также расходование последними значительной доли поступающего топлива на собственные нужды (до 10 %).

Согласно энергетической стратегии России на период до 2020 года намечается устойчивый рост электропотребления на 2 – 3 % в год, в зависимости от вариантов развития экономики. В результате производство электроэнергии достигнет к концу рассматриваемого периода в пониженном варианте 1240 млрд. кВт·ч в год и в высоком – 1620 млрд. кВт·ч. Суммарная потребность электростанций России в условном топливе возрастет от уровня 2000 г. (около 280 млн. тонн) примерно до 360 млн. тонн в 2010 г. и 460 млн. тонн в 2020 г. при росте доли угля в нем до 41 %. С учетом высокого роста выработки электроэнергии на тепловых электростанциях (на 82 % к 2020г.) и непростой ситуации в топливодобывающих отраслях обеспечение

электростанций топливом и его экономия становятся в предстоящие период одной из сложнейших проблем в энергетике [5].

Производство электроэнергии в России обеспечивается сейчас в основном широким использованием газа. Количество твердого топлива, сжигаемого на ТЭС, с 1990 года почти не изменилось, хотя доля его в производстве электроэнергии постепенно снижалась. На перспективу в России прогнозируется рост потребления твердого топлива на электростанциях к 2020 г. (в млн. т. условного топлива) примерно в два раза по сравнению с 2000 г. – рис. 1.

Доля в общей поставке угля предприятиями основных угледобывающих регионов в энергетическую Россию в 2004 г. составляла (в процентах): Кузбасс – 55; Восточно-Сибирский регион – 24,4; Дальневосточный – 12; Печерский бассейн – 4,5. Остальные регионы – 4,1 %.

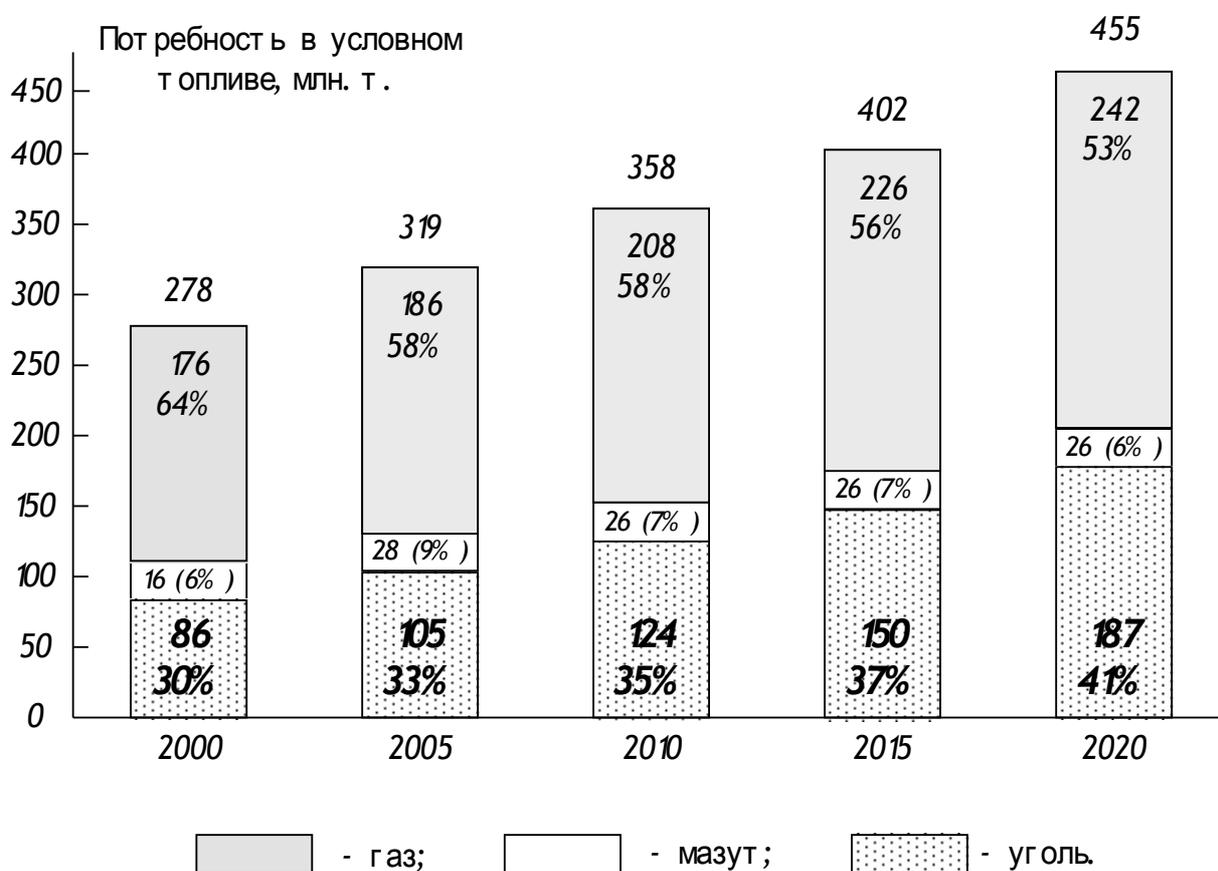


Рис. 1. Потребность в топливе электростанций России.

Принципиальная схема тепловой электростанции представлена на рис. 2. К основному оборудованию ТЭС принято относить парогенераторы (котлы), турбины и генераторы. Состав вспомогательных установок и оборудования собственных нужд зависит от вида электростанции, используемого топлива, мощности и исполнения основного оборудования и других конкретных условий [1]. Для уяснения роли отдельных механизмов и установок станции

рассмотрим сначала топливное хозяйство, паровоздушный и пароводяной тракты и систему гидрозолоудаления.

Природное газовое топливо и его подача на ТЭС

Добываемое из земных недр газовое топливо по объему на 90 – 97 % состоит из предельных углеводородов, среди которых в той или иной мере превалирует метан. Содержание других углеводородов, условно называемых высшими, колеблется в широких пределах. Составы газов, получаемых из месторождений различного типа, существенно различаются. Наибольшим содержанием высших углеводородов (50 % и более) характеризуется *попутный*, или *нефтепромысловый*, газ, добываемый вместе с нефтью. В недрах Земли при

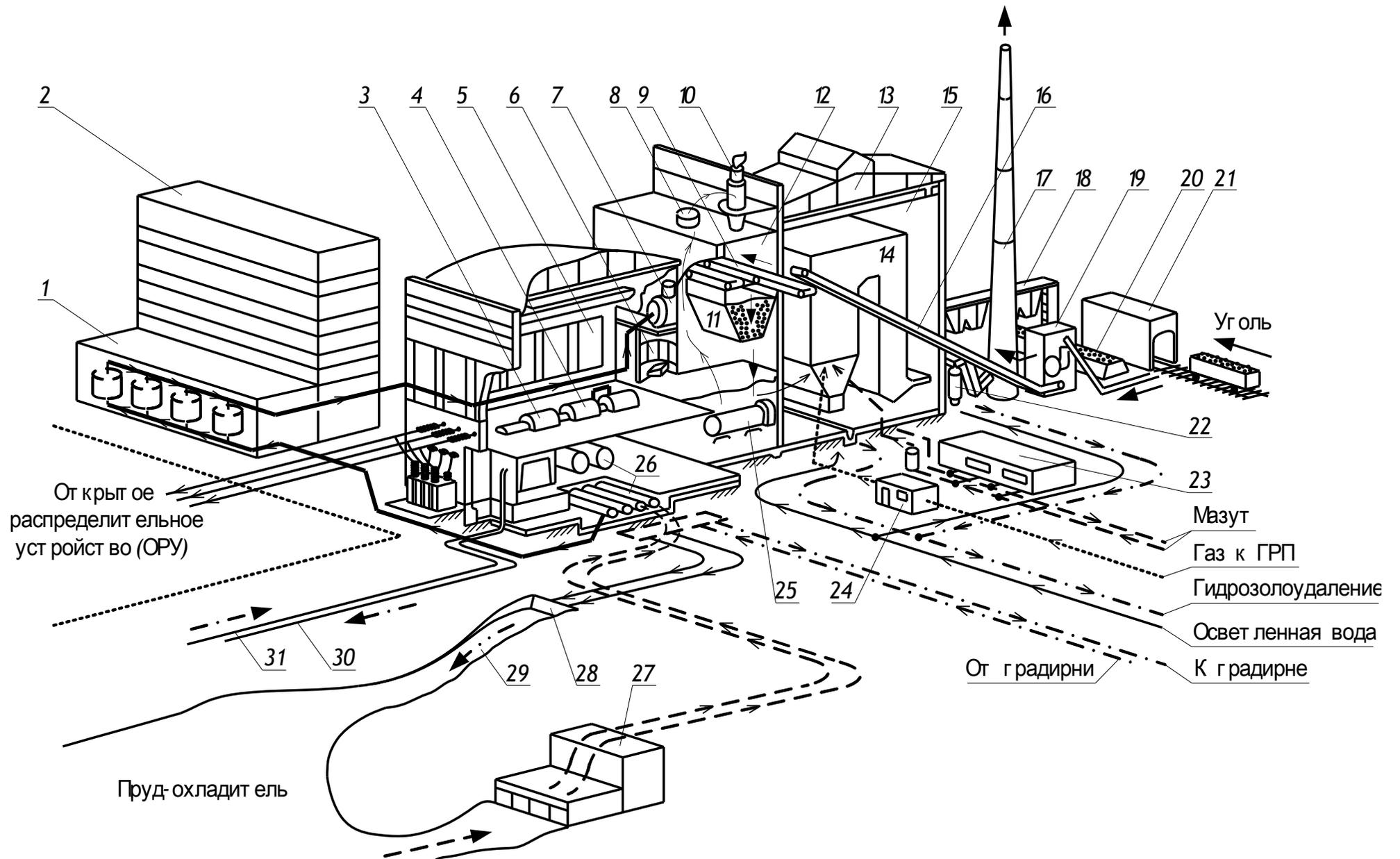


Рис.2. Принципиальная схема тепловой электростанции.

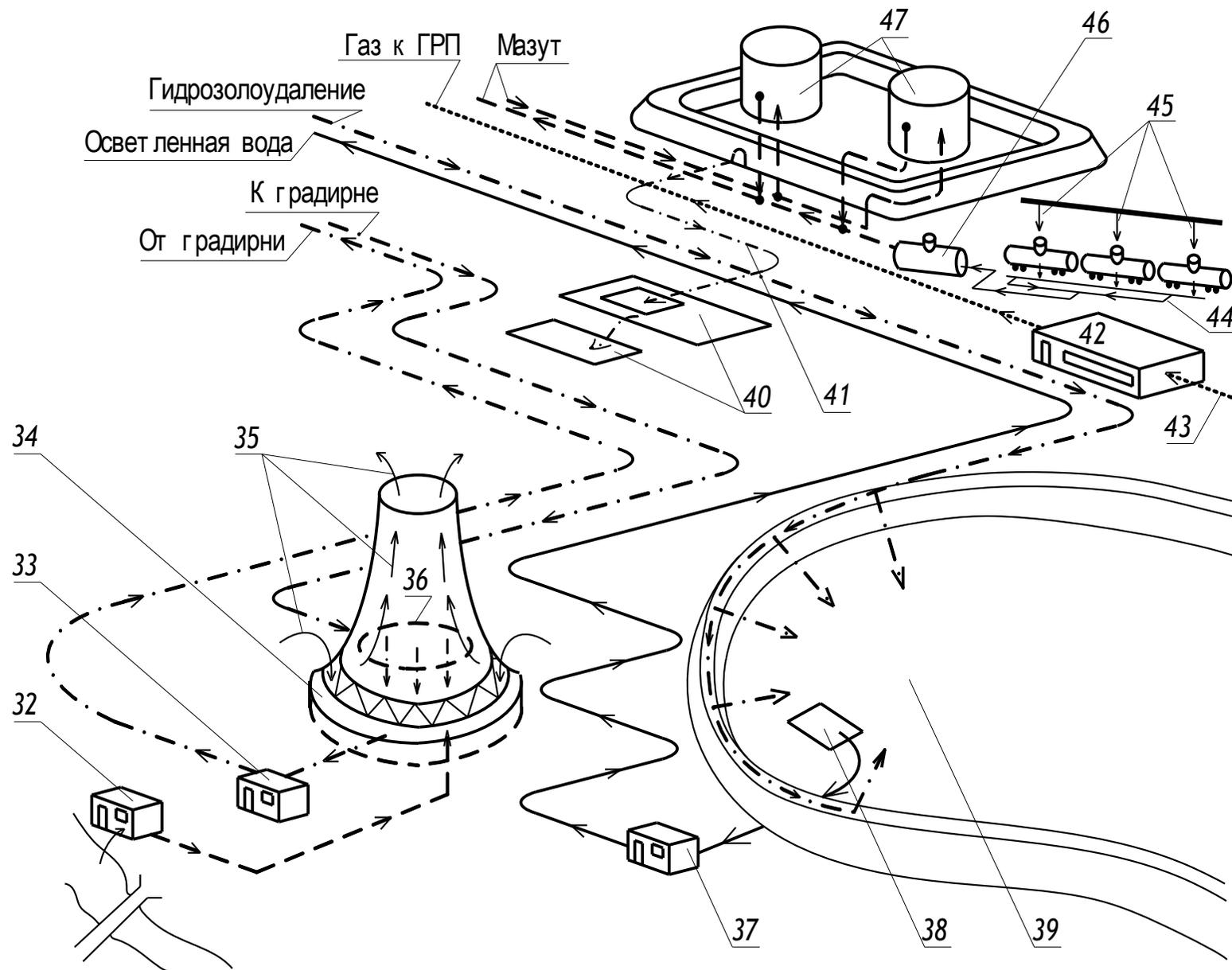


Рис. 2. Принципиальная схема тепловой электростанции (продолжение).

- | | |
|-----------------------------------------|-----------------------------------------------------------------|
| 1 – Химводоочистка; | 27 – Береговая насосная циркуляционного водоснабжения |
| 2 – Объединенный вспомогательный корпус | 28 – Перепад |
| 3 – Турбогенератор | 29 – Открытый канал циркуляционного водоснабжения |
| 4 – Паровая турбина | 30 – Пар и горячая (сетевая) вода потребителей тепла; |
| 5 – Турбинный цех | 31 – Возврат конденсата от потребителей тепла |
| 6 – Блочный щит управления(БЩУ); | 32 – Насосная подпитки циркуляционной системы |
| 7 – Деаэратор; | 33 – Циркуляционная насосная |
| 8 – Сепаратор; | 34 – Градирня |
| 9 – Надбункерные конвейеры | 35 – Охлаждающий воздух; |
| 10 – Циклон; | 36 – Оросительное устройство |
| 11 – Угольный бункер | 37 – Насосная осветленной воды |
| 12 – Надбункерная галерея | 38 – Колодец осветленной воды |
| 13 – Главный корпус | 39 – Золошлакоотвал |
| 14 – Котел (парогенератор); | 40 – Устройство для очистки замазученных вод |
| 15 – Котельный цех | 41 – Отвод замазученных вод от мест перекачки и хранения мазута |
| 16 – Наклонный конвейер | 42 – Газораспределительная станция(ГРС); |
| 17 – Дымовая труба; | 43 – Газопровод |
| 18 – Кран перегружатель угля | 44 – Мазутослив; |
| 19 – Дробильный корпус | 45 – Подача пара для разогрева и слива мазута; |
| 20 – Склад угля | 46 – Приемный резервуар для мазута |
| 21 – Вагонопрокидыватель | 47 – Склад мазута |
| 22 – Золоуловитель | |
| 23 – Мазутная насосная; | |
| 24 – Газораспределительный пункт(ГРП); | |
| 25 – Углеразмольная мельница | |
| 26 – Циркуляционные водоводы | |

Рис. 2. Принципиальная схема тепловой электростанции (окончание) – пояснения к обозначениям.

высоких давлениях нефть может содержать до 50 – 60 мг /т растворенного в ней газа. При выходе ее на поверхность и снижении давления газ выделяется из жидкости.

Месторождения, где добывают только горючий газ, бывают чисто *газовые* и *газоконденсатные*. Газ чисто газовых месторождений на 90 – 99 % состоит из метана, содержание высших углеводородов обычно не превышает 1 %. Газ газоконденсатных месторождений содержит значительное количество высших углеводородов – до 10 %. До половины их приходится на этан, остальное – преимущественно пропан и бутан. Углеводороды с тремя и более атомами углерода в молекуле при повышении давления и охлаждении газа конденсируются, превращаясь в жидкий углеводородный конденсат, от которого и получил свое название данный тип месторождений.

Балласт природного газового топлива состоит в основном из азота и диоксида углерода; содержание балласта обычно не превышает нескольких процентов. В некоторых месторождениях в газе присутствует заметное количество (до 1 %) гелия, который также является балластом топлива, но в нем остро нуждаются некоторые отрасли народного хозяйства. На газоперерабатывающих заводах гелий извлекают и превращают в товарный продукт.

Сернистые соединения в природных горючих газах многих месторождений России практически отсутствуют, но есть и такие месторождения, газ которых содержит значительное их количество, например Астраханское и Оренбургское. В основном сернистые соединения представлены сероводородом H_2S , объемная доля которого может достигать до 5 – 6 %. Наряду с ним, но в меньших концентрациях присутствуют органические соединения серы: сероуглерод CS_2 , серооксид углерода COS и меркаптаны – соединения с общей формулой $R-SH$, где R – углеводородный радикал [1].

Потребители природного газового топлива, в том числе ТЭС, получают его по магистральным газопроводам 43 – см. рис. 11 (продолжение), в которые природный газ поступает: после предварительной переработки на газовых заводах. Цели такой переработки – обеспечение длительной и надежной эксплуатации газопроводов, повышение энергетической ценности газового топлива, предотвращение образования оксидов серы при его сжигании (без этого применение газового топлива в быту стало бы невозможным из-за токсичности таких оксидов), создание возможности обнаруживать утечки газа по запаху.

Надежной работе газопроводов может препятствовать наличие в газе H_2S и H_2O . При пониженных температурах на внутренней поверхности труб водяной пар конденсируется, вода растворяет в себе сероводород и превращается в сероводородную кислоту. Растворы кислот, как известно, обладают коррозионной агрессивностью, т.е. способны повреждать газопровод.

Причиной выхода газопровода из строя может служить также конденсация высших углеводородов, обусловленная большим давлением, под которым перекачивается газ – до 10 МПа (*напомним, что 1 МПа = $1 \cdot 10^6$ н/м²; 1 атм (физическая атмосфера) = 760 мм. рт. ст. = $1,013 \cdot 10^5$ н/м²; следовательно 1 атм $\approx 0,1$ МПа (точнее 0,1013); 1 ат (техническая атмосфера) = 1 кгс/см² = $9,807 \cdot 10^4$ н/м², следовательно 1 ат $\approx 0,1$ МПа (точнее 0,098)*), и пониженными температурами. Образование жидкостных пробок в газопроводе приводит к гидравлическим ударам, а выброс жидкого конденсата в топку – к взрыву котла. То и другое вызывает механические повреждения оборудования, поэтому недопустимо.

Транспорт природного горючего газа в зависимости от его влаго-содержания при определенных давлении и температуре может сопровождаться образованием твердых кристаллов – гидратов. Образование гидратов может происходить во всех газопроводах, за исключением газопроводов, транспортирующих газ с точкой росы ниже минимальной рабочей температуры. Гидраты углеводородных газов являются неустойчивыми соединениями углеводородов с водой и представляют собой белые кристаллы, внешне похожие на снег или лед. Гидраты образуются лишь при наличии капельной влаги и при определенном давлении и температуре газа. Кроме давления и температуры на гидратообразование оказывают влияние скорость и турбулентность потока, примеси в газе сероводорода и диоксида углерода.

Для предупреждения образования гидратов в газопроводах необходимо поддерживать температуру газа выше температуры гидратообразования, снижать давление газа в газопроводе ниже равновесного давления образования гидратов.

Снижение давления при образовании гидратной пробки приводит к разложению гидратов. Этот метод в качестве противоаварийного применяется при закупорке газопровода гидратной пробкой.

С учетом сказанного обработка газа перед подачей его в газопровод включает:

очистку газа от механических примесей;

глубокую очистку от сернистых соединений (допустимое остаточное содержание H_2S не более $0,02 \text{ г/м}^3$, или $0,0013 \%$);

извлечение из газа высших углеводородов (в основном пропана и бутана), используемых в народном хозяйстве как высококачественное бытовое топливо – сжиженный газ и в качестве добавки к жидким моторным топливам;

осушение газа и (иногда) очистку его от диоксида углерода.

Этим исключаются указанные выше нежелательные явления, связанные с H_2O , и достигается уменьшение забалластированности газа.

Таким образом, поступающее на ТЭС по газопроводу газовое топливо имеет низкую влажность, небольшое содержание высших углеводородов и практически не содержит серы.

Завершающей операцией при подготовке газа к подаче в газопровод является его *одоризация* – придание запаха, позволяющего легко обнаруживать присутствие газа в воздухе. Одоризацию осуществляют введением в газ небольшого количества резко пахнущих веществ, обычно меркаптанов. Газ подают на ТЭС с помощью газоперекачивающих станций по магистральным газопроводам под давлением.

Использование природного газового топлива на ТЭС. Природный газ обладает большими технологическими преимуществами перед другими видами топлива. При работе на природном газе электростанция не нуждается в громоздком и дорогостоящем оборудовании систем топливоподдачи, топливоподготовки и золошлакоудаления, меньше выбрасывает диоксидов углерода, не загрязняет атмосферу выбросами оксидов серы. Газ является одним из немногих видов топлива, пригодных для непосредственного использования в газотурбинных энергетических установках.

Природный газ широко используется не только в энергетике, но и во многих других отраслях народного хозяйства: металлургии, стекольной, цементной, химической промышленности, коммунальном хозяйстве, в быту и т.п. Экономический эффект от замены газом других видов топлива в этих отраслях еще выше, чем на электростанциях. Поэтому указанные отрасли обеспечиваются газом в первую очередь. Во многих экономических районах весь поступающий по газопроводам газ зимой расходуется этими отраслями и только летом, когда их потребности значительно сокращаются, газовое топливо предоставляется электростанциям.

Таким образом, природный газ для ТЭС во многих случаях является топливом сезонным (только электростанции Тюменской области работают на газе круглый год). Зимой ТЭС приходится переводить на жидкое или твердое топливо, а это означает, что электростанция должна быть оборудована соответствующими топливными системами. До недавнего времени вторым топливом в дополнение к газовому служил мазут, однако производство и потребление мазута сокращаются, на электростанциях он сейчас в основном замещается природным газом; в дальнейшем планируется снижать и потребление газа в энергетике с заменой его твердым топливом.

При использовании газа на электростанциях (а также и у любых других потребителей) необходимо строго соблюдать меры безопасности, исключающие возможности взрывов топливовоздушных смесей и отравление персонала токсичными компонентами газового топлива. В основном эти меры заключаются в соблюдении определенных требований при проектировании, монтаже и эксплуатации газового хозяйства, постоянном контроле его технического состояния (для этого назначаются специальные ответственные работники) и своевременном обнаружении утечек газа с помощью регулярных анализов воздуха в производственных помещениях и колодцах.

Транспортирование мазутов, их хранение и подготовка к сжиганию

Доставка на ТЭС и разгрузка. Из-за способности мазутов застывать при температуре окружающей среды, перекачивать их по трубопроводам приходится только в нагретом состоянии, а следовательно, лишь на небольшие расстояния (в пределах территории ТЭС или от близко расположенного НПЗ).

На электростанцию мазут, как правило, доставляют железнодорожным транспортом, в цистернах большой вместимости. Мазут сливают из цистерн самотеком после предварительного подогрева, который нужен не только для того, чтобы температура топлива была выше температуры застывания, но и для снижения вязкости, чтобы сократить продолжительность разгрузки.

Для нагревания мазута в цистернах применяют различные способы: обогрев цистерн снаружи в специальных камерах – «тепляках», прокачку через цистерны предварительно нагретого (в специальных теплообменниках) мазута, подачу водяного пара в глубь слоя мазута. Последний способ, который называют нагреванием «острым» или «открытым» паром, обеспечивает наибольшую скорость прогрева мазута, т.е. минимальное время простоя цистерн на разгрузке - см. поз. 45 на рис. 11 (продолжение). Но он имеет и существенные недостатки. Конденсат пара смешивается с мазутом и в некоторых случаях плохо поддается отделению, т.е. мазут приобретает повышенную влажность. Вода, отделившаяся от мазута, сильно загрязнена и требует обязательной очистки.

Из цистерн мазут сливается в обогреваемый лоток 44, по которому поступает в приемную емкость 46, откуда насосами откачивается в резервуары мазутохранилища 47, где постоянно поддерживается повышенная температура

для сохранения текучести мазута. Подогревают его обычно в циркуляционной системе: насосом непрерывно откачивают мазут из резервуара, прогоняют его через трубчатый теплообменник и возвращают обратно в резервуар.

По условиям пожарной безопасности температура подогрева мазута в открытых (негерметизированных) емкостях и при сливе из цистерн не должна превышать:

$$t_{\text{âîî}} = t_{\text{âñî}} - 10^{\circ}\text{Ñ}.$$

Мазут подают из хранилища в котельную насосами по магистральным трубопроводам, снабженным паровыми «спутниками» – параллельно проложенными трубами, в которые поступает пар. Мазутопровод и трубу-спутник покрывают общей теплоизоляцией. Перед поступлением мазута в магистральный мазутопровод он проходит через подогреватель и фильтр грубой очистки, затем фильтр тонкой очистки. Подогреватель обеспечивает оптимальную температуру, а следовательно, и вязкость; фильтры задерживают примеси, способные забивать узкие каналы мазутных форсунок. Степень нагревания мазута перед горелками определяют в каждом конкретном случае в зависимости от принятого режима его подготовки к сжиганию; она может составлять 150 °С и даже выше.

Система подготовки мазута к сжиганию может включать устройства для его гомогенизации и ввода в мазут жидких присадок, повышающих однородность топлива и уменьшающих интенсивность коррозии котлов, обусловленной наличием в мазуте серы и других примесей.

Мазутным хозяйством оборудуются не только газомазутные, но и угольные ТЭС, на которых мазут используется для растопки котлов и для поддержания устойчивого горения угольной пыли при малой нагрузке (так называемая «подсветка»).

Доставка твердого топлива, разгрузка, хранение и подготовка к сжиганию

Твердое топливо доставляют на ТЭС железнодорожным, водным, автомобильным или конвейерным транспортом. В некоторых странах применяют также гидротранспорт угля (в виде водоугольной суспензии) по трубам. В России доставку твердого топлива осуществляют преимущественно железнодорожным транспортом в четырех- и шестиосных полувагонах грузоподъемностью от 63 т и в восьмиосных грузоподъемностью до 125 т. Железнодорожные полувагоны (гондолы) оснащены нижним разгрузочным устройством в виде люков с дистанционным управлением для механизированной разгрузки. Приемом топлива на ТЭС занимается топливно-транспортный цех, в задачу которого входят: организация бесперебойной работы железнодорожного транспорта электростанции и механизированная разгрузка железнодорожных вагонов; приемка топлива от поставщиков и контроль за его количеством и качеством; бесперебойная подготовка и подача топлива в котельную или пылеподготовительное отделение; хранение

установленного запаса топлива при минимальных потерях. Топливо-транспортное хозяйство ТЭС представляет собой комплекс технологически связанных устройств, механизмов, машин и сооружений для выполнения указанных выше операций.

Для разгрузки твердого топлива имеется специальное разгрузочное устройство, оборудованное вагоноопрокидывателями 21 (см. рис. 11), разгружающими вагоны с углем в приемные бункера. Смерзшееся топливо перед разгрузкой размораживают в тепляках, оборудованных нагревателями стенок вагонов различного типа: нагрев потоком горячих дымовых газов, радиационным нагрев и т.п. Для ТЭС небольшой мощности, не имеющих вагоноопрокидывателей, при разгрузке через люки разогрев слоя угля толщиной 20–30 мм оказывается недостаточным. Часто увеличение длительности разогрева незначительно увеличивает глубину оттаявшего слоя угля, но резко ухудшает экономические показатели тепляков. Поэтому в эксплуатации в комплексе с размораживающими устройствами применяют бурорыхлительные машины и накладные вибраторы.

Из бункера под вагоноопрокидывателем топливо подается на следующие операции двухниточной системой ленточных конвейеров, рассчитанных на трехсменную работу. При этом топливо поступает либо на склад 20 для хранения, либо в систему подготовки к сжиганию.

При подаче на ТЭС высоковлажного топлива проводят его предварительную (до размола) подсушку в специальных сушильных устройствах. Подсушка топлива повышает эффективность его последующего размола.

В зависимости от вида топлива и способа его сжигания на ТЭС – пылевидное в камерных топках или мелкозернистое в топках с кипящим слоем – подготовка твердого топлива заключается последовательно в дроблении на куски размером до нескольких десятков миллиметров, сушке и размоле до пылевидного состояния с размерами частиц несколько десятков или сот микрометров. Часто размол и сушку топлива совмещают в одном устройстве. При сжигании топлива в кипящем (взвешенном, псевдоожигенном) слое вместо размола ограничиваются его более тонким дроблением – до максимального размера кусков (частиц) топлива 8–10 мм, что существенно сокращает расход энергии на топливоподготовку и упрощает ее, так как в этом случае не требуется применять специальные мелющие устройства. Дробильные устройства 19 (рис. 11) являются обязательной частью топливного хозяйства электростанций, работающих на угле. Топливо с максимальным размером кусков 200 – 250 мм, прошедшее через решетки бункеров разгрузочного приемного устройства, поднимается ленточным транспортером в верхнюю часть дробильного устройства, где предусмотрены магнитные отделители металла (металлические фрагменты могут попасть в топливо при его добыче и транспортировании) – рис. 12. Пройдя под подвесным электромагнитным сепаратором, топливо поступает на грохот. Перед грохотом топливо дополнительно очищают от магнитных (металлических) примесей шкивным магнитным сепаратором, объединенным с приводным барабаном ленточного транспортера. Грохот отсеивает мелкие куски топлива, сбрасываемые помимо дробилки в воронку, расположенную под дробилкой. Крупные куски

топлива, оставшиеся на грохоте, поступают в дробилку, где дробятся до требуемого размера, а затем поступают в воронку, смешиваясь с мелочью («дробленкой»), прошедшей через грохот. Топливо из дробильного устройства отводится транспортером, на котором обычно устанавливают автоматические ленточные весы для определения количества топлива, поступающего на сжигание, и затем подается в цех пылеприготовления.

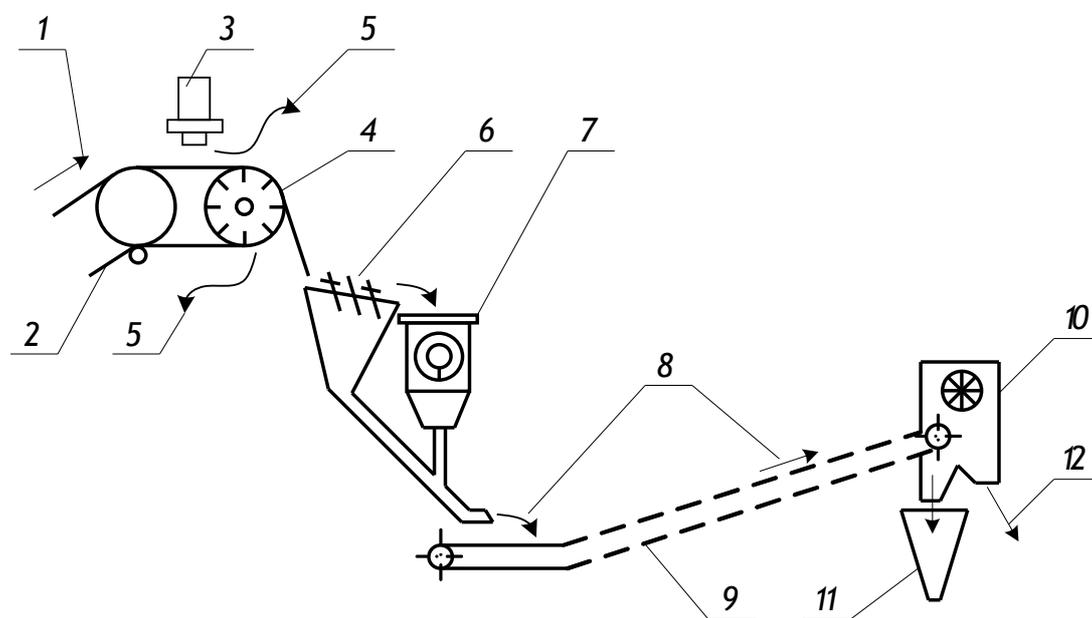


Рис. 3. Схема дробильной установки:

- 1 – топливо со склада; 2, 9 – ленточный конвейер;
- 3 – подвесной электромагнитный сепаратор;
- 4 – барабанный электромагнитный сепаратор;
- 5 – отвод металлических предметов; 6 – грохот;
- 7 – дробилка; 8 – топливо из дробильного устройства;
- 10 – щепоуловитель; 11 – бункер дробленого угля;
- 12 – отвод щепы.

В конструкции дробильных устройств используют различные принципы дробления топлива: ударом, раскалыванием, истиранием и т.п. На электростанциях применяют в основном дробилки молоткового типа; реже используют валковые и дискозубчатые дробилки. Молотковая дробилка осуществляет дробление с помощью бил (молотков), навешанных на вал, вращающийся со скоростью до 750 мин^{-1} .

Применение предвключенных грохотов позволяет не перегружать дробилку уже готовыми мелкими фракциями топлива, и пропускать через нее только крупные куски. Предварительный отсеиватель мелочи (а содержание ее в рядовом угле в некоторых случаях достигает 50 % и более) снижает расход электроэнергии на дробление, позволяет установить дробилки меньшей производительности и повышает надежность работы установки из-за уменьшения опасности замазывания дробилок мелкими, т.е. наиболее влажными и мажущими, частицами топлива.

Вернемся к рис. 11. Наклонным конвейером 16 дробленый уголь подается в надбункерную галерею 12 и с помощью надбункерных конвейеров 9 распределяется по угольным бункерам 11 (иногда их называют «бункера сырого угля»). Назначение этих бункеров – иметь запас топлива на случай остановки конвейеров.

Из угольных бункеров топливо поступает на углеразмольные мельницы 25, а после размола – в топку котла 14. Более подробно технологические схемы пылеприготовления и конструкции мельниц рассматриваются ниже.

Образующиеся при сжигании топлива нагретые газы отдают тепло поверхностям котла, подогревают воду, находящуюся в котле, и перегревают образовавшийся в нем пар. Далее газы направляются в дымовую трубу 17 и выбрасываются в атмосферу. Если на электростанции сжигается твердое топливо, то газы до поступления в дымовую трубу проходят через золоуловители 22 в целях охраны окружающей среды (в основном атмосферы) от загрязнения. Пар, пройдя через пароперегреватель (на рис. 11 не показан), идет по паропроводам в паровую турбину 4, которая имеет цилиндры высокого (ЦВД), среднего (ЦСД) и низкого (ЦНД) давлений. Пар из котла поступает в ЦВД, пройдя через который вновь направляется в котел, а затем – в промежуточный пароперегреватель ППП по «холодной нитке» паропровода промежуточного перегрева. Пройдя промежуточный пароперегреватель, пар вновь возвращается к турбине по «горячей нитке» паропровода промежуточного перегрева и поступает в ЦСД. Из ЦСД пар по пароперепускным трубам направляется в ЦНД и выходит в конденсатор, где конденсируется.

Конденсатор охлаждается циркуляционной водой, которая подается в конденсатор циркуляционными насосами. При прямоточной схеме циркуляционного водоснабжения циркуляционная вода забирается из водоема (реки, моря, озера) береговой насосной 27 и, выйдя из конденсатора, вновь возвращается в водоем (элементы 28 и 29 на рис. 11). При оборотной схеме циркуляционного водоснабжения охлаждающая конденсатор вода направляется в охладитель циркуляционной воды (градирню 34) и после охлаждения вновь возвращается циркуляционными насосами в конденсатор. Потери циркуляционной воды компенсируются путем подачи добавочной воды от ее источника.

В конденсаторе поддерживается вакуум и происходит конденсация пара. С помощью конденсатных насосов конденсат направляется в деаэратор 7, где очищается от растворенных в нем газов, в частности от кислорода. Содержание кислорода в воде и в паре теплосиловых установок недопустимо, так как кислород агрессивно действует на металл трубопроводов и оборудования. Из деаэратора питательная вода с помощью питательных насосов направляется в котел. Потери воды, возникающие в контуре «котел – паропровод – турбина – конденсатор – деаэратор – котел», пополняются с помощью устройств водоподготовки 1 (химводоочистки).

Находящийся на одном валу с паровой турбиной генератор 3 вырабатывает электрический ток, который по генераторным токопроводам

направляется на повышающий трансформатор и далее – на распределительное устройство высокого напряжения (рис. 2). Электродвигатели механизмов, освещение электростанции и другие потребители собственных нужд питаются от специальных трансформаторов, присоединенных обычно на ГРЭС к выводам генераторов.

При работе тепловых электростанций на твердом топливе должны быть приняты меры по охране окружающей среды от загрязнения золой и шлаком. Шлак и зола на электростанциях, сжигающих твердое топливо, смываются водой, смешиваются с ней, образуя пульпу, и направляются на золошлакоотвалы 39, в которых зола и шлаки выпадают из пульпы. «Осветленная» вода с помощью насосов осветленной воды 37 или самотеком направляется на электростанцию для повторного использования.

При сжигании жидкого топлива возникает необходимость в очистке в специальных устройствах 40 замазученных вод, которые сбрасываются в процессе транспортировки и сжигания топлива. Подвергаются очистке также сбросные воды при промывке оборудования, сточные воды химочистки и конденсатоочистки.

Лекция 3. Структура и основные механизмы собственных нужд ТЭС

Механизмы с.н. ТЭС по выполняемым функциям и в соответствии с их местом в технологической схеме можно разделить на несколько основных групп. Выше, на рис.3 была приведена принципиальная схема ТЭС и применительно к ней уже перечислены типовые механизмы собственных нужд. Для того, чтобы более детально разобраться в структуре с.н., рассмотрим технологические схемы газовоздушного тракта и золошлакоудаления ТЭС (рис. 3), а также схемы водопарового тракта КЭС (рис. 4) и ТЭЦ (рис. 4).

Газовоздушный тракт служит для подачи воздуха в котел и отвода дымовых газов. Из воздухозабора (1 – рис. 3) воздух, необходимый для горения топлива, дутьевым вентилятором 2 через воздухоподогреватель 3 подается к горелкам котла 4. Газообразные продукты сгорания и легкие частицы золы 5 из котла через экономайзер 6, воздухоподогреватель 3, золоуловитель 7 и установку очистки от серы 8, оборудованную насосом 19 и воздуходувкой 20, **отсасываются** дымососом 9 и выбрасываются в атмосферу через дымовую трубу 10.

Зола и шлак от ТЭС удаляются, как правило, гидравлическим способом. Крупные фракции золы, образовавшиеся после сгорания топлива, вытекают в виде жидкого шлака через летку пода топки 21; зола, удаленная из отходящих газов электрофильтром 7, собирается в бункер летучей (сухой) золы 22. На некоторых ТЭС сухая зола реализуется строительным предприятиям региона и используется как присадка к цементу при производстве строительных конструкций. Если состав золы не позволяет это делать (наличие в топливе и золе вредных примесей, повышенный радиоактивный фон и т.п.), то с

помощью смывных устройств, оборудованных смывными и шламовыми насосами 11, шлак и летучая зола попадают в каналы гидрозолоудаления.

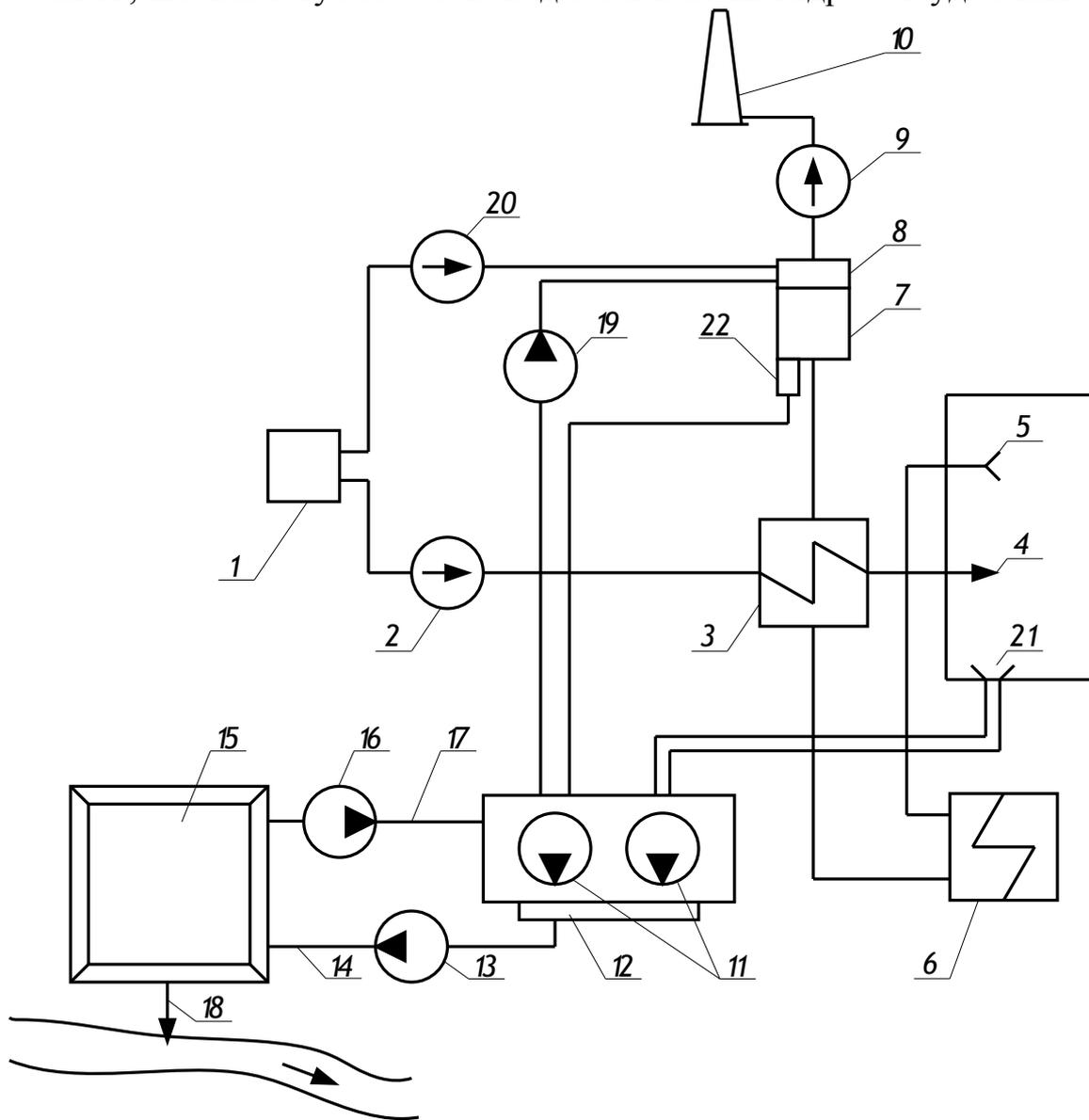


Рис. 4. Схема газоздушного тракта и золошлакоудаления ТЭС:
 1 – воздухозабор; 2 – дутьевой вентилятор; 3 – воздухоподогреватель;
 4 – горелки котла; 5 – газообразные продукты сгорания топлива;
 6 – экономайзер; 7 – золоуловитель; 8 – установка очистки от серы;
 9 – дымосос; 10 – дымовая труба; 11 – смывные и шламовые насосы;
 12 – металлоуловитель и шлакодробилка; 13 – багерный насос;
 14 – пульпопровод; 15 – золоотвал; 16 – насосы осветленной воды;
 17 – водопровод осветленной воды; 18 – аварийный сброс воды;
 19 – водяной насос установки очистки серы; 20 – воздуходувка;
 21 – летка в нижней части топки (летка пода топки);
 22 – бункер сухой (летучей) золы.

Пройдя через металлоуловитель и шлакодробилку 12, гидрошлаковая смесь (пульпа) багерным насосом 13 по пульпопроводу 14 подается на золоотвал 15. После отстоя вода насосами осветленной воды 16 возвращается по водопроводу 17 на станцию для повторного использования. Подпитка

системы гидрозолоудаления осуществляется от общей системы технического водоснабжения. Золоотвал оборудован аварийным сбросом воды в водоем 18.

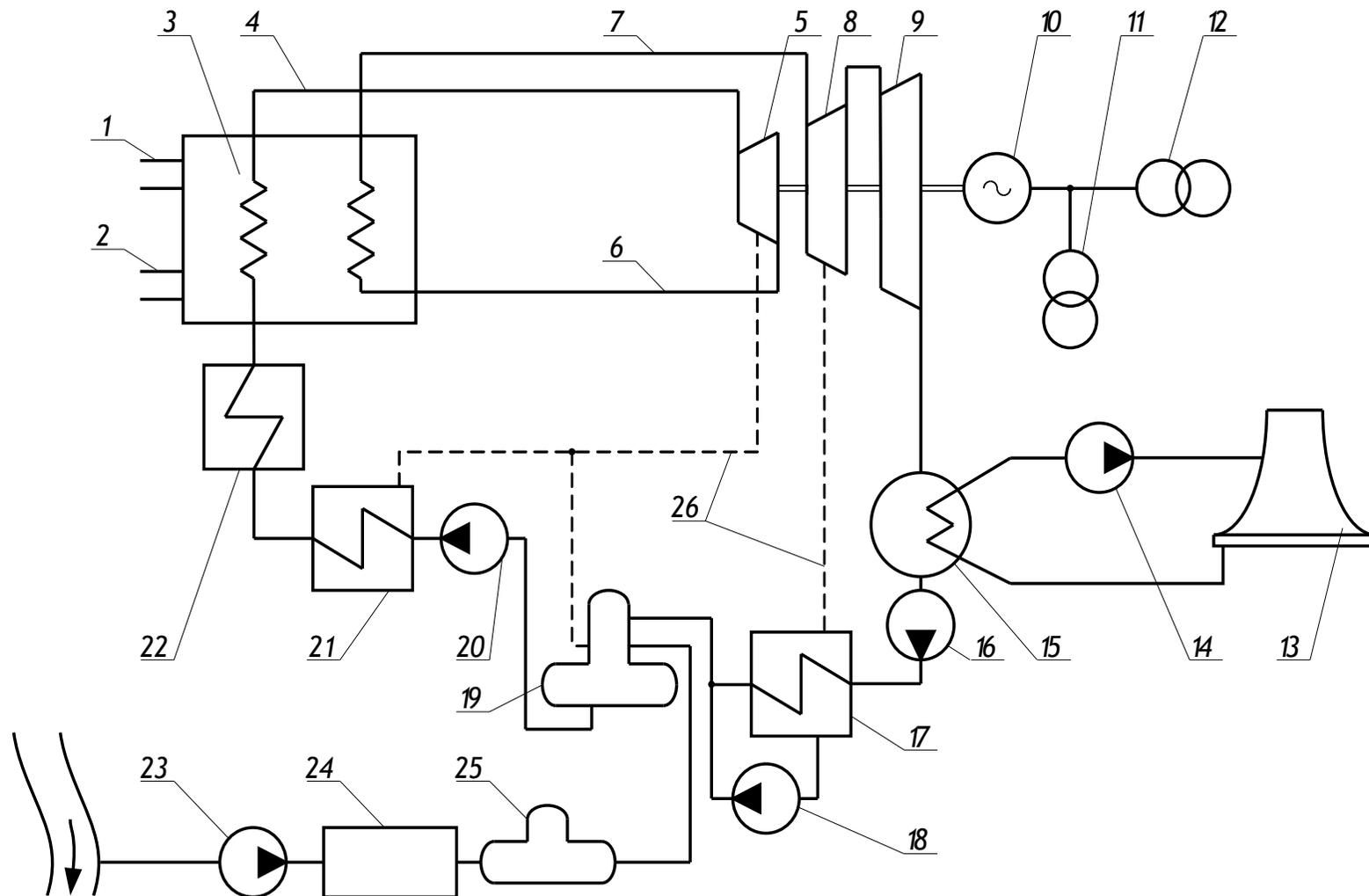


Рис.5. Упрощенная технологическая схема КЭС: 1 – топливное хозяйство; 2 – газоводяной тракт; 3 – парогенератор (котел); 4 – паропровод «острого» пара; 5 – цилиндр высокого давления турбины (ЦВД); 6 – «холодная нитка» паропровода промежуточного перегрева; 7 – «горячая нитка» паропровода промежуточного перегрева; 8 - цилиндр среднего давления (ЦСД); 9 - цилиндр низкого давления (ЦНД); 10 – генератор; 11 – трансформатор собственных нужд; 12 – повышающий трансформатор; 13 – градирня (или пруд-охладитель); 14 – циркуляционный насос; 15 – конденсатор; 16 - конденсатный насос; 17 – подогреватель низкого давления; 18 – дренажный насос; 19 – деаэрактор; 20 – питательный насос; 21 – подогреватель высокого давления; 22 – экономайзер; 23 – насос технического водоснабжения; 24 – химводоочистка;

25 – деаэратор химочищенной воды; 26 – отбор пара из ступеней турбины на собственные нужды станции.

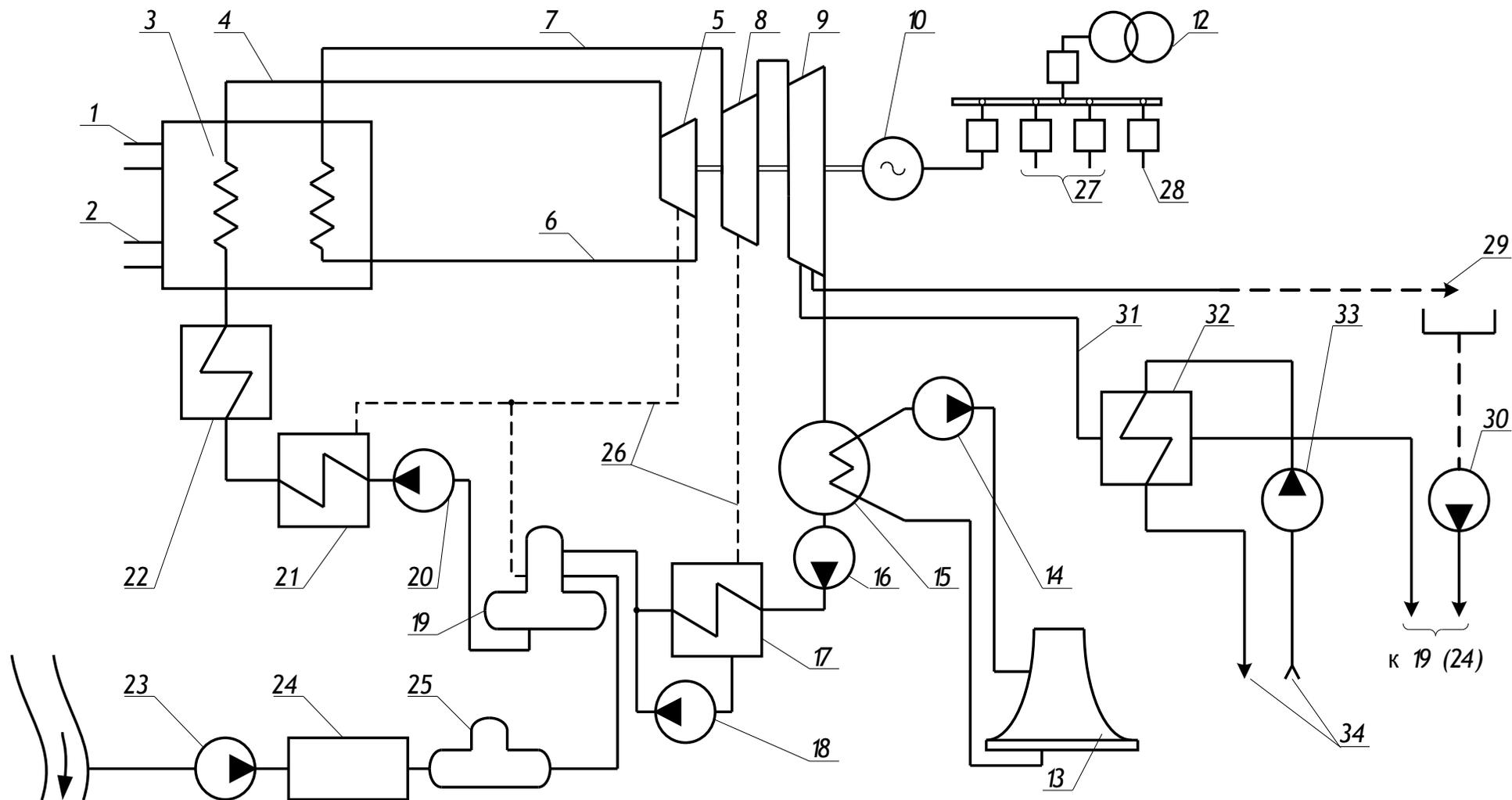


Рис. 6. Упрощенная технологическая схема ТЭЦ; 27 – внешние потребители электроэнергии 6 (10) кВ; 28 – подача электроэнергии на собственные нужды ТЭЦ; 29 – отбор пара из турбины на технологические нужды, в т.ч. внешних потребителей; 30 – насос возврата конденсата от технологических потребителей пара; 31 – отбор пара из турбины для подогрева сетевой воды; 32 – подогреватель сетевой воды; 33 – сетевые насосы; 34 – теплофикационная сеть внешних потребителей. Остальные обозначения те же, что и на рис. 4.

Принципиальная технологическая схема ТЭЦ (рис. 6) отличается от технологической схемы КЭС (рис. 4) наличием дополнительных отборов пара из турбины для технологических нужд внешних потребителей пара 29 и для подогрева сетевой воды – 31. Сетевые насосы 33 обеспечивают циркуляцию воды в теплофикационной сети. Возврат конденсата от внешних потребителей пара осуществляется насосом 30. В зависимости от качества возвращаемого конденсата он направляется либо сразу в деаэратор 19 (например, конденсат из подогревателя сетевой воды), либо в цех химводоочистки 24.

Конкретные тепловые электрические станции могут иметь технологическую схему, отличающуюся от приведенных на рис. 4 и 5. В частности, турбина может иметь только одну или две части; на ТЭЦ применяются турбины с противодавлением. Отбор технологического пара может производиться от ЦСД или даже от ЦВД. К тому же следует помнить, что на рис. 3 – 5 однотипное оборудование изображено один раз, независимо от числа установленных основных и вспомогательных агрегатов, тогда как фактическое количество механизмов зависит от вида и мощности ТЭС, используемого топлива и многих других факторов.

В топливном хозяйстве тепловых электрических станций, работающих на твердом топливе, основными механизмами являются мельницы, дробилки, ленточные конвейеры, компрессоры и вентиляторы для пневмотранспорта пыли, а также пульпонасосы – при гидротранспорте угля. В мазутном хозяйстве преобладают нефтеперекачивающие насосы. Основу тягодутьевой установки любой ТЭС составляют дымососы и дутьевые вентиляторы, а пароводяного тракта – насосы различного назначения и мощности. Большое количество насосов используется в системах водоснабжения, гидрозолоудаления и на разных участках технологического обеспечения основного оборудования и вспомогательных установок (в системе смазки турбины и генератора, в маслосистеме уплотнений вала турбогенераторов, системе подачи дистиллята в обмотки генераторов с водяным охлаждением и т.д.). Из других характерных механизмов следует отметить приводные устройства задвижек, подъемно-транспортную технику, воздушно-компрессорное хозяйство и др.

Механизмы, входящие в одну группу (например, насосы), отличаются по мощности, частоте вращения, расположению вала (горизонтальное, вертикальное), условиям окружающей среды, режиму работы и **степени ответственности в технологическом процессе**. Степень ответственности определяется последствиями, которые могут возникнуть при остановке агрегата.

К **ответственным** механизмам относятся те, остановка которых может привести к повреждению котла, турбины, генератора или к нарушению технологического режима, требующего остановки или снижения нагрузки котлов. В первую очередь к этой группе относятся питательные и бустерные насосы, и тягодутьевые механизмы.

Прекращение подачи воды в котел требует принятия практически немедленных мер к снижению его нагрузки и в дальнейшем – к остановке.

Остановка одного из дутьевых вентиляторов или дымососов нарушает равномерность распределения воздуха между горелками. Кроме того, за счет обратного перетока воздуха через остановленный агрегат уменьшается общая его подача в топку котла и нагрузка блока снижается на 40–50%. Остановка всех дутьевых вентиляторов требует остановки котла. При остановке всех дымососов котел может работать с пониженной производительностью под наддувом, но продолжительность такой работы ограничена. Для обеспечения правильной работы котла тягодутьевые механизмы должны не менее 10 мин работать *перед* растопкой *и после* остановки котла.

К ответственному оборудованию, непосредственно влияющему на работу блоков, относятся также конденсатные, циркуляционные и сетевые насосы, питатели пыли, среднеходные (молотковые) мельницы и мельницы-вентиляторы (работают без промежуточных бункеров по схеме прямого вдувания топлива), мазутные насосы, насосы смазки, насосы и вентиляторы систем охлаждения генераторов и трансформаторов, электроприводы задвижек и др.

К так называемым «*неответственным*» механизмам относятся такие, прекращение работы которых не приводит к изменению нагрузки основного оборудования (например, шаровые мельницы, перекачивающие насосы, багерные и шламовые насосы гидрозолоудаления, механизмы топливоподачи). В основном это механизмы периодического действия. В частности, шаровая мельница работает при максимальной нагрузке по топливу и, заполнив пылевой бункер, отключается. Этим обеспечивается снижение расхода электроэнергии. Естественно, что в случае остановки мельницы котел за счет запаса топлива в бункере сможет работать в течение времени, достаточного для принятия персоналом необходимых мер.

Как для ответственных, так и для неответственных механизмов собственных нужд предусматривается резервирование. Различают неявное (скрытое) и явное резервирование. При скрытом резервировании в работе находятся одновременно два или более одинаковых механизма, каждый из которых несет неполную нагрузку. При остановке одного механизма его нагрузку принимают на себя другие, оставшиеся в работе. При явном резервировании помимо агрегатов, находящихся в работе, имеются аналогичные агрегаты, находящиеся в резерве и готовые в любой момент к в незамедлительному вводу в действие вместо отключившегося. Для ответственных механизмов обеспечивается автоматический ввод резерва (АВР).

Основное оборудование ТЭС, вспомогательные устройства и механизмы с.н. жестко связаны между собой в едином технологическом цикле. Нарушения работы большинства механизмов, особенно – отнесенных к группе ответственных, оказывают непосредственное воздействие на работу основного оборудования. Согласно техническим требованиям на выполнение технологических защит теплоэнергетического оборудования ТЭС при отказе ряда механизмов или нарушениях в работе с.н. останов или разгрузка основного оборудования должны производиться автоматически. Так, останов котла защитой осуществляется:

при прекращении поступления в него питательной воды;

погасании пылеугольного или мазутного факела в топке по любой причине;
понижении давления газа или воздуха перед горелками котла, работающего на газовом топливе;
понижении давления подаваемого мазута;
отключении дымососов, дутьевых вентиляторов и вентиляторов первичного воздуха.

На блочных ТЭС при понижении давления масла в системе смазки турбины до третьего предела или при повышении уровня в любом подогревателе высокого давления до второго предела блок должен быть остановлен действием защиты.

При снижении уровня масла в демпферном баке уплотнений вала генератора с водородным охлаждением или отключении всех масляных насосов этой системы, а также при прекращении протока охлаждающей воды через статор генератора происходит останов турбины.

Главным требованием к работе любой защиты является обеспечение такого режима остановки или разгрузки оборудования, который не приводит к повреждениям его составных частей. Исходя из этого разработаны требования к действиям, выполняемым технологической защитой, согласуется работа устройств регулирования и технологических блокировок.

Например, останов котла производится путем одновременного выполнения многих операций: отключаются все топливоподающие устройства, дутьевые вентиляторы, закрываются задвижки подачи питательной воды и других систем.

Примером действия блокировок может служить работа системы конвейеров (иногда их называют транспортерами) топливоподачи. Если уголь подается по нескольким конвейерам и происходит остановка одного из них, то система технологической блокировки должна немедленно остановить все предыдущие конвейера. Если не сделать этого, приемный участок остановившегося конвейера будет завален топливом.

На работающих конвейерах должны быть постоянно включены металлоуловители.

Разгон многих приводных двигателей должен осуществляться при разгруженном механизме; в этих случаях блокировки запрещают включение двигателя при открытой задвижке.

Основным видом привода для механизмов собственных нужд служат электродвигатели. Паротурбинный привод применяется главным образом для мощных питательных насосов и дутьевых вентиляторов. В этих случаях механизмы принято называть соответственно «питательным турбонасосом» (ПТН) и «турбовоздуходувкой». Один турбопривод может служить приводом одновременно для питательного и бустерного насосов (с применением соответствующего редуктора). Применение турбопривода определяется главным образом экономическими факторами, а именно – возможностью экономичного ведения режима котла за счет регулирования частоты вращения и производительности механизма. Однако использование на ТЭС регулируемого электропривода позволит заменить паротурбинный привод на электрический и у этих механизмов.

В зависимости от мощности механизма для его привода используются электродвигатели напряжением 6–10 кВ или 380 В переменного тока, главным образом асинхронные короткозамкнутые. Синхронные двигатели находят применение в основном на вынесенных объектах – насосных и компрессорных станциях. Для некоторых механизмов, в том числе резервных, применяются двигатели постоянного тока. Следовательно, система питания электродвигателей с.н. должна включать в себя источники электроснабжения, распределительные устройства (РУ) и сети 6,3–10,5 кВ, понижающие трансформаторы, РУ и сети 0,4 кВ, выпрямительные установки и сети постоянного тока.

Система электроснабжения с.н. представляет собой сложное хозяйство, предназначенное для бесперебойного электроснабжения приемников с большой суммарной мощностью. Примерный расход электроэнергии на собственные нужды в зависимости от начального давления пара и вида топлива при номинальной нагрузке турбогенераторов для КЭС и для ТЭЦ с комбинированной выработкой приведен в табл. 2 (в процентах вырабатываемой электроэнергии).

Таблица 2

Расход электроэнергии на собственные нужды

	Начальное давление пара, МПа			
	3,5 – 9		13 – 24	
	Газ	Уголь	Газ	Уголь
Расход на с.н. для КЭС	5 – 7	6 – 7,5	7,5 – 9	8 – 9,5
Расход на с.н. для ТЭЦ	6 – 8	7 – 8,5	8,5 – 10,5	9 – 11

Рассмотрим кратко составляющие общего расхода электроэнергии на различные группы механизмов с.н. Расход на тягодутьевые механизмы принято относить на 1 т выработанного пара. В зависимости от вида топлива, сопротивления газоздушного тракта, КПД механизмов, он составляет 2 – 8 кВт·ч/т.

Удельный расход электроэнергии на 1 м³ питательной воды – 22 кВт·ч/м³. На привод питательных насосов расходуется до 5 % мощности, вырабатываемой блоком.

Суммарный расход электроэнергии в топливном хозяйстве и на гидрозолоудаление в 2,5 – 3 раза меньше, чем у питательных насосов. Доля общего расхода электроэнергии, приходящаяся на отдельные группы потребителей с.н. для различных видов ТЭС приведена в табл. 3.

Важной структурной составляющей собственных нужд ТЭС являются оперативные цепи, осуществляющие управление всеми коммутирующими аппаратами основного оборудования и вспомогательных устройств. Цепи управления усложнены большим количеством включенных в них электрических, технологических защит и блокировок. Оперативные цепи постоянного тока снабжены своими источниками питания (выпрямителями и аккумуляторными батареями).

Распределение расхода электроэнергии на собственные нужды ТЭС

	Доля общего расхода электроэнергии на СН, %			
	ТЭЦ на газе и мазуте с турбинами ПТ-25 и ПТ-60	ТЭЦ на тощем угле с турбинами Т-50-90	КЭС низкого давления на буром угле	КЭС высокого давления на мазуте
Тяга и дутье	18,5	17,4	25	15
Питательные насосы	48,5	36,4	15,5	56
Циркуляционные насосы	13,6	7,7	22,6	20
Теплофикационные насосы	13,3	22,2	-	-
Пылеприготовление	-	8,6	22	-
Гидрозолоудаление	-	1,8	4,8	-
Прочие	6,1	5,9	10,1	9

Типовые механизмы собственных нужд

Работа каждого механизма характеризуется двумя группами величин, одна из которых определяет его технологические возможности (производительность, напор и т.д.), другая – требования к приводному двигателю (момент сопротивления, угловая скорость).

Зависимость момента сопротивления $\dot{I}_{\tilde{N}}$, Н·м, различных механизмов от угловой скорости ω , 1/с (радиан в секунду), в общем виде выражается уравнением

$$M_{\tilde{N}} = M_{\delta\delta} + \left(k_{\zeta.i} \cdot M_{i\tilde{i}.i} - M_{\delta\delta} \right) \frac{\omega}{\omega_{i\tilde{i}.i}}^{\gamma}, \quad (1)$$

где $M_{\delta\delta}$ – момент сопротивления при $\omega = 0$ (при трогании с места); $M_{i\tilde{i}.i}$ – номинальный момент сопротивления механизма; $k_{\zeta.i}$ – коэффициент загрузки механизма; $\omega_{i\tilde{i}.i}$ – номинальная угловая скорость; γ – показатель степени, характеризующий данный механизм.

Угловая скорость связана с частотой вращения n , об/мин, соотношением

$$\omega = \frac{\pi \cdot n}{30}. \quad (2)$$

Механическая характеристика (14) определяет условия пуска агрегата и его выбега при отключении двигателя, оказывает существенное влияние на переходные режимы. Все агрегаты ТЭС по виду механической характеристики можно разделить на механизмы, момент сопротивления которых практически не зависит от скорости ($\dot{I}_{\tilde{N}} = const$, $\gamma = 0$), и механизмы с моментом сопротивления, зависящим от скорости ($\dot{I}_{\tilde{N}} = f(\omega)$, $\gamma \neq 0$).

К первой группе относятся механизмы транспортеров, дробилок, некоторых мельниц, поршневых компрессоров и т.д. Это механизмы с тяжелыми условиями пуска.

Ко второй группе относятся тягодутьевые механизмы ($\gamma = 2$), центробежные насосы ($\gamma = 2 \text{ ÷ } 4$) и др. Чем выше значение γ , тем легче условия пуска. Различные виды механических характеристик при разных коэффициентах загрузки механизмов приведены на рис. 6. После длительной остановки механизма, особенно в холодное время года, момент трогания с места ($M_{\delta\delta}$) может увеличиваться, как показано на рис. 6 пунктирными линиями. Характеристику при очень малом моменте трогания с места ($M_{\delta\delta} \approx 0$) и $\gamma = 2$ называют «вентиляторной» (кривая 7 на рис. 6).

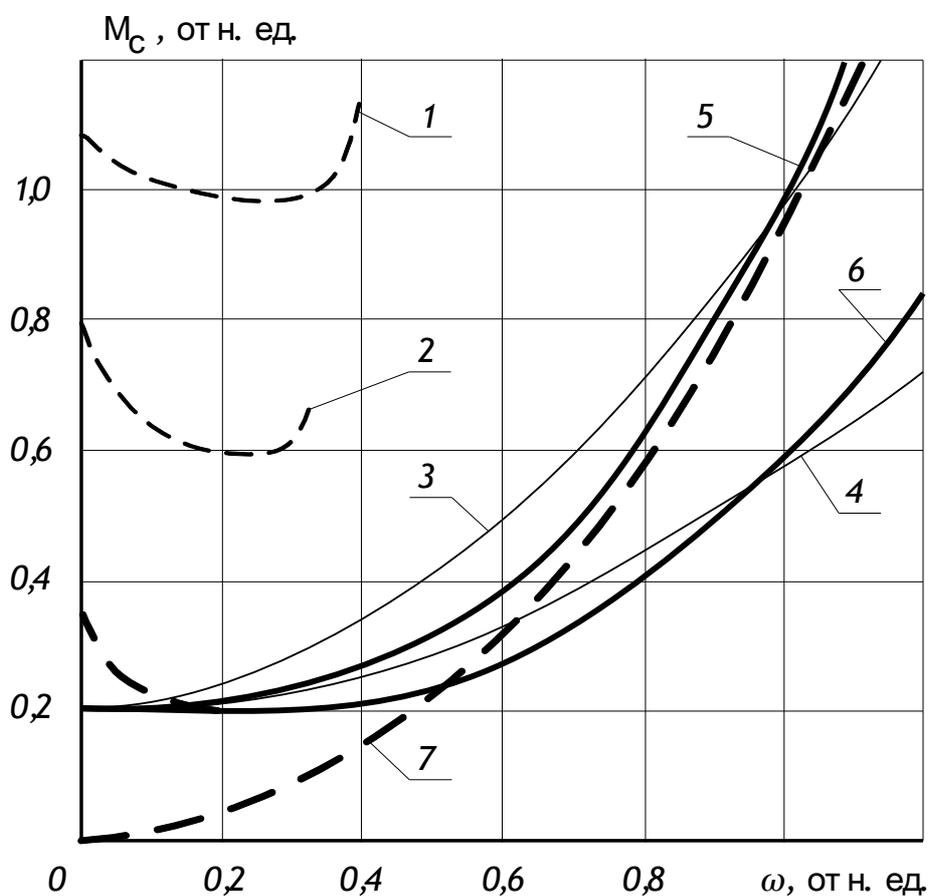


Рис.6. Виды механических характеристик различных агрегатов:

- 1 – $\gamma = 0$, $k_{\zeta.i.} = 1$; 2 – $\gamma = 0$, $k_{\zeta.i.} = 0,6$; 3 – $\gamma = 2$, $k_{\zeta.i.} = 1$;
 4 – $\gamma = 2$, $k_{\zeta.i.} = 0,6$; 5 – $\gamma = 3$, $k_{\zeta.i.} = 1$; 6 – $\gamma = 3$, $k_{\zeta.i.} = 0,6$ (в 2-6
 $M_{\delta\delta} = 0,2\text{Ч}M_{i\ddot{i}\ddot{i}}$); 7 – $\gamma = 2$, $M_{\delta\delta} = 0$, $M_{\ddot{N}} = M_{i\ddot{i}\ddot{i}.i} \text{ Ч}(\omega / \omega_{i\ddot{i}\ddot{i}})$.

На условия пуска агрегата оказывает также влияние момент инерции J , кг·м². Чем выше момент инерции, тем более высокий момент должен развивать двигатель при пуске. Время разгона механизмов с большим моментом инерции увеличено. К таким механизмам относятся дымососы и дутьевые вентиляторы а

также поршневые компрессоры, в которых для уменьшения колебаний нагрузки в пределах цикла устанавливаются маховики.

Наиболее тяжелыми условиями пуска обладают механизмы с $\gamma = 0$ при условии полной загрузки. Например, при полностью загруженном ленточном конвейере нужно не только преодолеть момент сопротивления, но и разогнать ленту с грузом до требуемой скорости. Увеличение массы груза эквивалентно увеличению момента инерции.

В старых и некоторых современных зарубежных каталогах приводятся значения махового момента GD^2 , кгс·м². В этих случаях для определения момента инерции каталожное значение махового момента следует разделить на четыре:

$$J = \frac{GD^2}{4}. \quad (3)$$

Рассмотрим подробнее характеристики наиболее важных механизмов собственных нужд и требования, предъявляемые к их приводным двигателям.

Устройства для разгрузки и перемещения угля. Механизмы топливного хозяйства работают в условиях резкого колебания температур, частых перегрузок и сильной загрязненности. При работе ТЭС на твердом топливе уборка в топливном хозяйстве производится гидроспособом, что дополнительно утяжеляет воздействие внешних факторов. Размораживающие, разгрузочные, перегружающие устройства не требуют регулирования частоты вращения и потребляют сравнительно небольшую мощность; в них могут использоваться трехфазные асинхронные короткозамкнутые двигатели напряжением 380 В.

На крупных станциях широко применяются *вагонопрокидыватели* (рис. 16). Режим работы двигателей этих механизмов – повторно-кратковременный. Поэтому в приводе используются трехфазные асинхронные электродвигатели напряжением 380 В с фазным ротором. Топливо из полувагонов сбрасывается на решетки, расположенные над бункерами. Для предварительного дробления крупных кусков угля, не проваливающихся в решетку, предусмотрены дробильно-фрезерные машины (ДФМ).

Из разгрузочных устройств топливо по системе *конвейеров* поступает либо на тракт топливоподачи, либо на угольный склад. Если топливо подается на склад, то укладка его на территории склада осуществляется либо краном-перегрузателем, либо штабелеукладчиком. Со склада топливо с помощью бульдозеров сбрасывается через решетку в приемный бункер тракта топливоподачи, откуда *ленточными конвейерами* перемещается далее по технологической цепочке. Наиболее распространены ленточные конвейеры с прорезиненной лентой. В системе топливоподачи применяются конвейеры горизонтального и наклонного типа. В большинстве случаев они работают в одном направлении, однако на некоторых участках могут использоваться реверсивные конвейеры. Угол наклона ленты к горизонту выбирается на 10-12° меньше угла трения топлива о ленту. Например, наибольший угол наклона

конвейера для каменного рядового угля – 18° , для дробленого каменного угля – $19-20^{\circ}$.

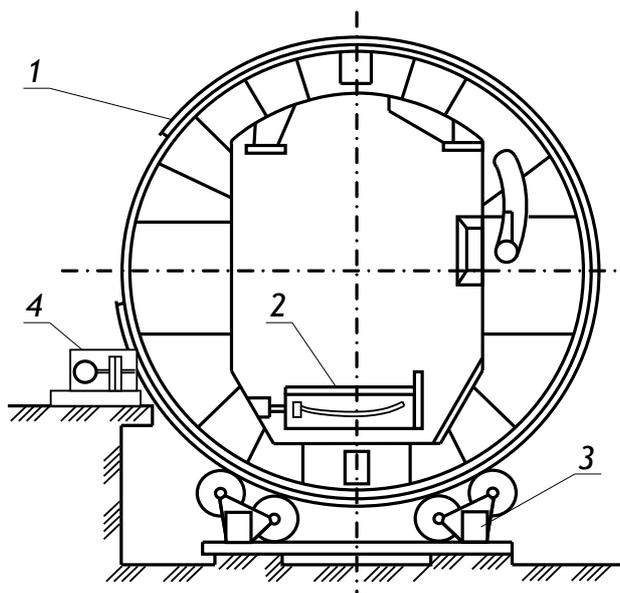


Рис. 7. Роторный вагоноопрокидыватель с редукторным приводом:
 1 – диск вагоноопрокидывателя; 2 – платформа с люками;
 3 – роlikоопоры; 4 – привод.

Ленточный конвейер (рис. 17) состоит из приводного (головного) барабана, хвостового барабана, который может быть натяжным, бесконечной ленты, рабочих верхних роlikоопор и холостых нижних роlikоопор.

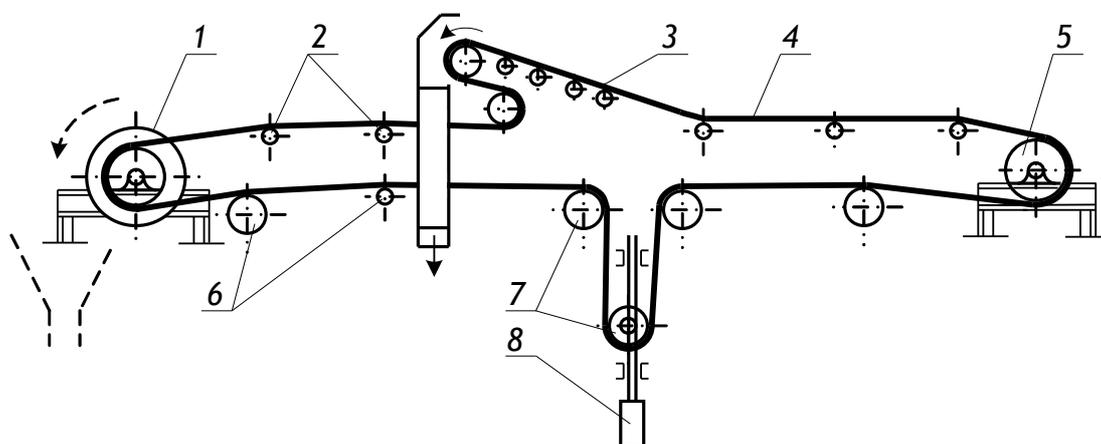


Рис. 8. Схема конвейера с вертикальным грузовым устройством и сбрасывающей тележкой:
 1 – приводной барабан; 2 – верхние (рабочие) роlikоопоры; 3 – сбрасывающая тележка;
 4 – лента конвейера; 5 – хвостовой барабан; 6 – нижние (холостые) роlikоопоры;
 7 – натяжные обратные отклоняющие барабаны; 8 – грузовой ящик.

Приводной барабан через редуктор соединен с электродвигателем, а к натяжному барабану присоединяется груз, обеспечивающий натяжение ленты и обеспечивающий надежное сцепление ленты с барабаном. При излишнем натяжении ленты сокращается срок ее службы и расстраиваются стыки ленты; при слабом натяжении и большом провисе между роlikоопорами –

увеличивается расход электроэнергии. На рис. 8 хвостовой и натяжной барабаны выполнены раздельно.

Во избежание схода ленты с опор на стороны устанавливаются отражательные (дефлекторные) ролики с вертикальной осью вращения (на рис. 8 не показаны). Для изменения направления ленты применяют отклоняющие барабаны и роликовые батареи, установленные на металлической станине, изготовленной из угловой или швеллерной стали.

Конвейеры могут быть желобчатыми – с тремя верхними (рабочими) роликами, расположенными под углом – рис. 18, а, и плоскими – с одним рабочим роликом – рис. 9, б; производительность последних невелика. Нижние (холостые) роликовые опоры у любых конвейеров состоят из одного ролика. На наклонных конвейерах приводные барабаны чаще всего устанавливают вверху. Топливо поступает на конвейеры через загрузочные устройства и сбрасывается через разгрузочные приспособления.

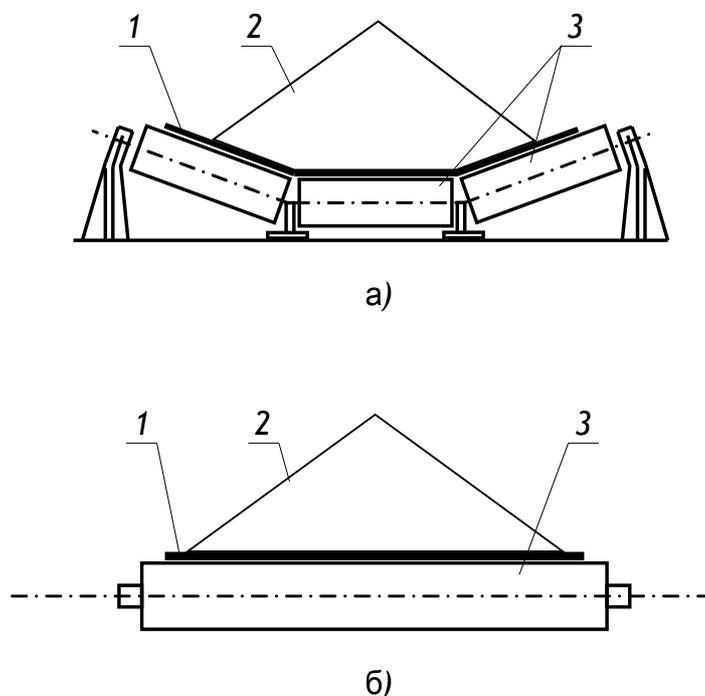


Рис. 9. Конфигурация слоя топлива на конвейере:
а – на желобчатой ленте; б – на плоской ленте;
1 – конвейерная лента; 2 – слой топлива;
3 – роликовые опоры (опора).

Разгрузочные устройства могут быть плужкового (щитового) типа – на пути топлива, под углом к направлению движения ленты, устанавливается щит, сбрасывающий часть топлива с ленты в сторону (применяется, как правило, на плоской ленте) и барабанного типа. К последним относятся, в частности, разгрузочные тележки (рис. 8). Уголь с ленты забрасывается в приемную горловину и затем отводится в сторону по трубе. На рис. 8 эта операция показана сплошными стрелками.

Возможна разгрузка топлива с головного (приводного) барабана. На рис. 17 этот вариант разгрузки и условное приемное устройство изображены штриховой линией.

Как уже отмечалось ранее (см. рис. 2), конвейеры обязательно должны оснащаться металлоулавливающими устройствами.

Производительность конвейера составляет от 30 до 3750 м³/ч. Пуск конвейера может осуществляться как в порожнем, так и в нагруженном состоянии. Условия пуска приводных двигателей относятся к группе наиболее тяжелых. Момент сопротивления не зависит от скорости движения ленты и угловой скорости приводного барабана ($\gamma = 0$). При трогании с места требуется повышенный момент двигателя. Мощность двигателей конвейеров большой производительности превышает 100 кВт. Требуемая мощность приводного электродвигателя, кВт,

$$P_{\text{дв}} = 1,1 \left(P_{\text{а}} + P_{\text{н.д.}} \right) / \eta, \quad (4)$$

где $P_{\text{а}}$ – мощность на валу приводного барабана, зависящая от длины конвейера, ширины ленты, высоты подъема; $P_{\text{н.д.}}$ – дополнительная нагрузка при наличии сбрасывателя; η – КПД привода. При плужковом сбрасывателе $P_{\text{н.д.}}$ не менее 0,4 кВт; при барабанной сбрасывающей тележке $P_{\text{н.д.}} = 0,374P_{\text{а}} + 0,005Q + 0,37$ (здесь Q – часовой расход топлива, требуемый для котлов, т/ч).

Конечными объектами системы конвейеров топливоподачи являются бункеры сырого угля, расположенные в бункерной галерее котельного цеха.

Аспирация и вентиляция тракта топливоподачи. При открытом транспорте топлива неизбежно пыление. Особую опасность для человеческого организма представляет мелкая пыль, с размерами частиц менее 5 мкм, проникновение которой в легкие вызывает заболевание силикозом. Согласно санитарным нормам предельная концентрация топливной пыли установлена на уровне 10 мг/м³. Повышенная концентрация топливной пыли вызывает преждевременный износ оборудования, но особую опасность представляют взрывы и пожары, которые могут возникнуть при превышении предельно допустимых концентраций топливной пыли в воздухе.

Главными очагами пылевыделения на тракте топливоподачи являются загрузочные и разгрузочные щели бункеров, узлы пересыпки и оборудование дробильных установок. Поэтому на объектах топливного хозяйства обязательно устройство аспирации (обеспыливания) и вентиляции. Возможная схема аспирационной установки показана на рис. 9.

Кроме установок непрерывного удаления пыли предусматривается изоляция вентиляционных камер огнестойкими материалами, применение устройств для отвода зарядов статического электричества, использование взрывобезопасных электродвигателей и аппаратуры. Все конструкции

топливного хозяйства должны быть гладкими, без полок, карманов и выступающих ребер, на которых возможно отложение пыли.

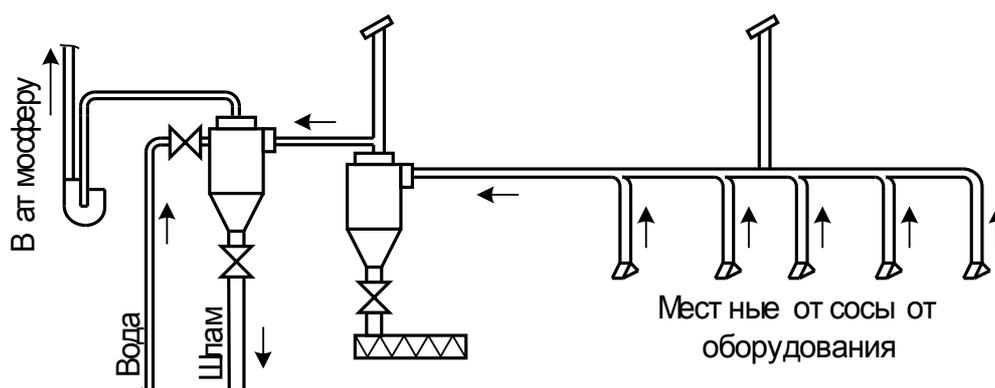


Рис. 10. Схема аспирационной установки.

В качестве пылеуловителей используются фильтры, а также сухие и мокрые циклоны. На рис. 10 изображен мокрый циклон с водяной пленкой.

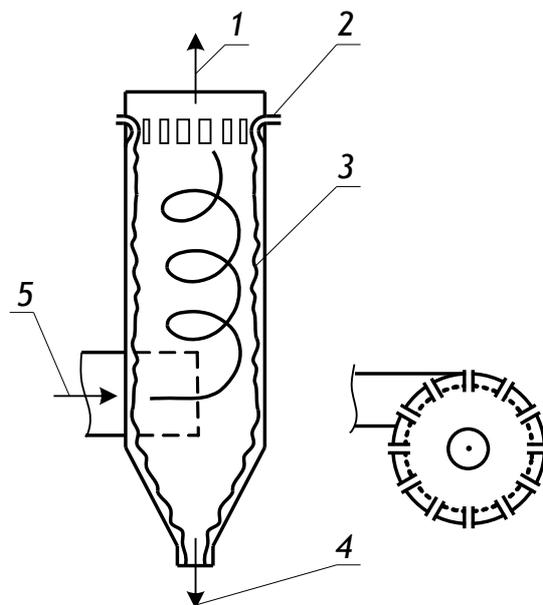


Рис. 11. Циклон системы пылеулавливания топливоподачи:
1 – очищенный воздух; 2 – сопла орошения; 3 – водяная пленка;
4 – шлам; 5 – подвод запыленного воздуха.

Устройства пылеприготовления. Размол топлива на электростанциях осуществляют в специальных мелющих устройствах, являющихся основным оборудованием систем пылеприготовления. Качество угольной пыли, получаемой в этих системах, оказывает большое, а иногда – решающее влияние на экономичность размола, сжигание пыли, работу топки и котельного агрегата в целом. Качество угольной пыли обычно характеризуют тонкостью ее помола (зерновой структурой), влажностью и связанными с ней сыпучими свойствами. Одной из важнейших характеристик пыли является ее взрываемость.

На электростанциях применяют следующие системы пылеприготовления: центральную, индивидуальную с прямым вдуванием топливной пыли в топочную камеру и индивидуальную с промежуточным пылевым бункером. Каждая из подобных систем имеет достоинства и недостатки. В настоящее время на ТЭС, особенно крупных, применяют в основном индивидуальные системы пылеприготовления, в которых приготовление пыли осуществляется непосредственно у парогенератора (энергоблока) с использованием для сушки топлива и его пневмотранспорта топочных газов в смеси с горячим воздухом. Индивидуальная система пылеприготовления с прямым вдуванием топливной пыли в топку (рис. 11) отличается жесткой связью мельничного оборудования с котлом. Изменение нагрузки котла требует изменения работы мельницы. При работе со сниженной нагрузкой мельница оказывается недогруженной.

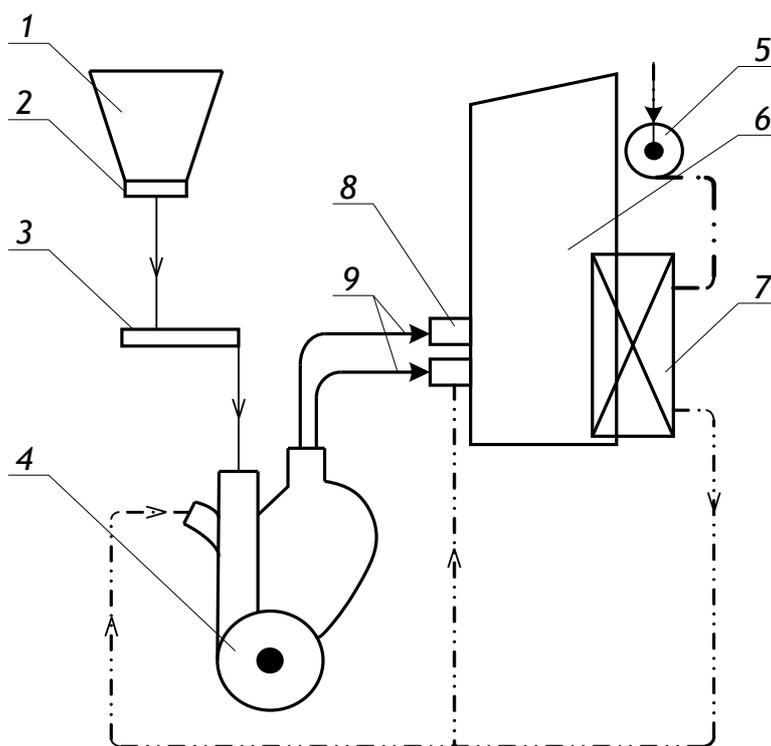


Рис.12. Замкнутая схема пылеприготовления с непосредственным вдуванием угольной пыли в топку:

- 1 – бункер сырого топлива; 2 – отсекающий шибер; 3 – питатель сырого топлива; 4 – мельница; 5 – дутьевой вентилятор; 6 – котел; 7 – воздухоподогреватель; 8 – горелка; 9 – пылепроводы.*

Индивидуальная система пылеприготовления с промежуточным пылевым бункером (рис. 12) не зависит от работы котла, что является ее основным достоинством. Промежуточный пылевой бункер повышает надежность установки. Этому способствует также связь мельничных устройств отдельных агрегатов с помощью пылевых шнеков, позволяющих при необходимости передавать пыль от одного котла к другому. Такую систему применяют при работе на высокорезакционных бурых и каменных углях, допускающих грубый помол, а также при работе на тощих и низкорезакционных углях, требующих тонкого помола.

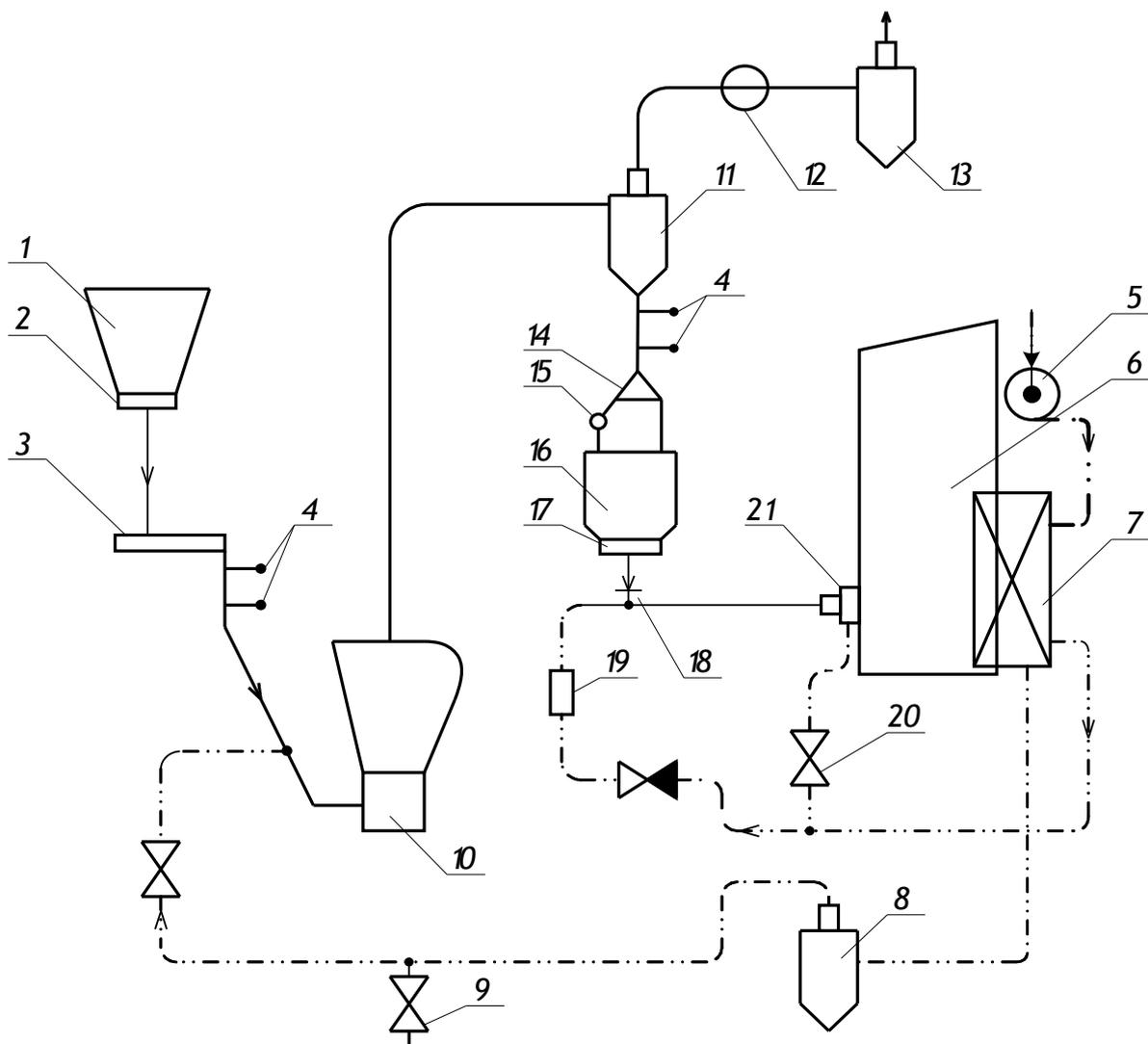


Рис. 13. Разомкнутая система пылеприготовления с промежуточным пылевым бункером:

- 1 – бункер сырого топлива; 2 – отсекающий шибер; 3 – питатель сырого топлива;
 4 – клапан-мигалка; 5 – дутьевой вентилятор; 6 – котел; 7 – воздухоподогреватель;
 8 – золоуловитель; 9 – клапан присадки атмосферного воздуха; 10 – мельница;
 11 – циклон; 12 – дымосос; 13 – пылеуловитель; 14 – перекидной шибер;
 15 – реверсивный шнек; 16 – бункер пыли; 17 – питатель пыли;
 18 – эжектор-смеситель; 19 – короб первичного воздуха;
 20 – клапан вторичного воздуха; 21 – горелки.

Для размол топлива используют различные мелющие устройства, основанные на принципах удара и раскалывания, раздавливания и истирания. Для приготовления угольной пыли на электростанциях служат тихоходные шаровые барабанные мельницы ШБМ, среднеходные мельницы СМ, быстроходные молотковые мельницы ММ, быстроходные мельницы-вентиляторы.

Шаровая барабанная мельница ШБМ (рис. 13) представляет собой цилиндрический барабан диаметром 2 – 4 м при длине 2,6 – 10 м, выложенный внутри волнистыми броневыми плитами из марганцовистой стали. До 25 – 35 % объема барабана заполнено стальными шарами диаметром 25 – 60 мм. Размол топлива в ШБМ осуществляется в основном по принципу удара, а также истирания. Число оборотов барабана 16 – 23 мин⁻¹. При его вращении шары

поднимаются на определенную высоту, затем падают и разбивают кусочки угля или истирают их при перекачивании. Для подсушки или досушивания топлива в мельницу подают газоздушную смесь температурой до 450 °С (не выше из-за возможности перегрева подшипников), которая служит также для выноса пыли из мельницы. Достоинства ШБМ в ее универсальности, т.е. пригодности для размола с одновременной сушкой как мягких топлив повышенной влажности, так и твердых топлив, например АШ; возможности получения пыли любой тонкости; отсутствии затруднений при попадании в мельницу вместе с углем металлических предметов.

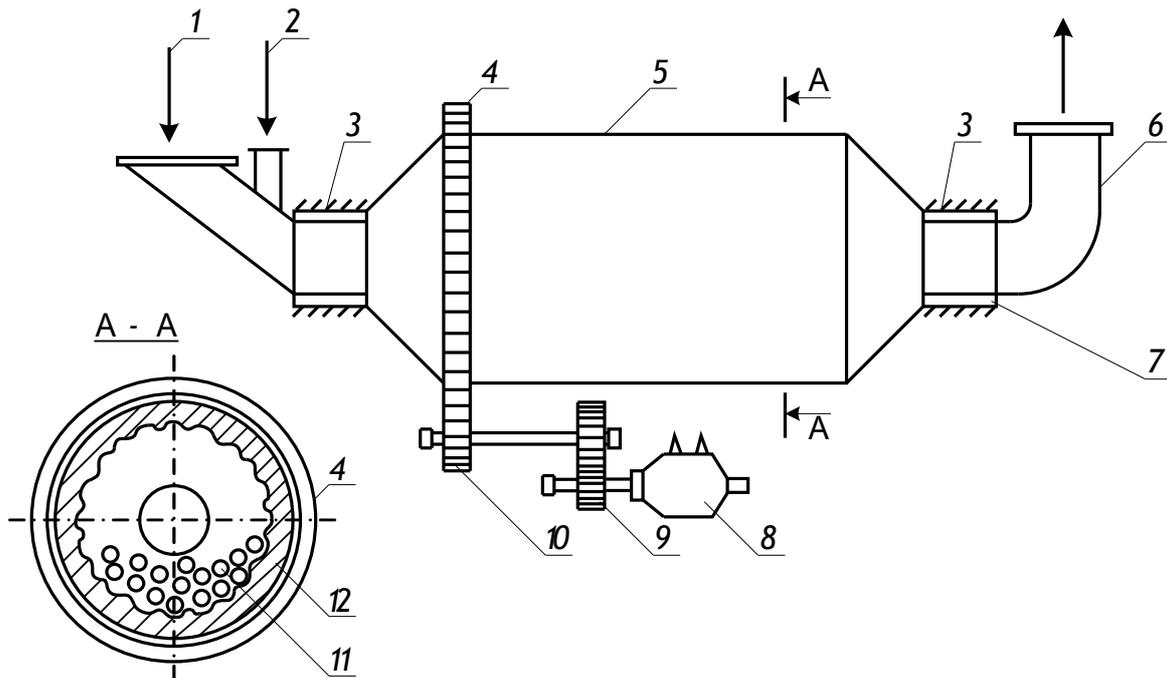


Рис. 14. Шаровая барабанная мельница:

- 1 – подача дробленого топлива и первичного воздуха; 2 – возврат из сепаратора;
 3 – подшипники; 4 – большая шестерня; 5 – барабан; 6 – неподвижные патрубки;
 7 – цапфы; 8 – электропривод; 9 – редуктор; 10 – малая шестерня;
 11 – мелющие шары; 12 – броневые плиты.

К недостаткам ШБМ относятся громоздкость и сложность оборудования; значительный удельный расход энергии на пылеприготовление, достигающий при работе на АШ до 25 – 35 кВт·ч на 1 т пыли. В связи с высоким коэффициентом холостого хода для ШБМ (характеризующим затраты энергии на вращение барабана без топлива), достигающим до 95 %, потребляемая мельницей мощность практически не зависит от нагрузки. Поэтому для снижения удельного расхода электроэнергии ШБМ используют в режиме максимальной производительности. Недостатком ШБМ является также значительный износ металла (шаров) при ее работе; при приготовлении 1 т пыли АШ истирается около 400 г металла. Металлический порошок, попадая в угольную пыль, снижает температуру плавкости золы.

Молотковая (шахтная) мельница (рис. 15) представляет упрощенное пылеприготовительное устройство, непосредственно устанавливаемое у топки. В расположенной над ней шахте (сепараторе) совмещаются подсушка, размол, а также сепарация топлива. Подаваемое в мельницу топливо через течку поступает на быстро вращающиеся била, которыми оно размалывается и выбрасывается в шахту. Одновременно с размолом происходит подсушка топлива подаваемым в мельницу *сушильным агентом* – дымовыми газами в смеси с воздухом. Тонкая пыль вместе с сушильным агентом проходит через амбразуру сепарирующей шахты и поступает в топку, а крупные частицы выпадают из потока и снова попадают в мельницу. В молотковую мельницу поступает до 60 – 80 % общего количества воздуха; остальной воздух подают непосредственно в топку. Шахта над мельницей является простейшим гравитационным сепаратором, скорость потока в котором равна 3 – 4 м/с. Изменение скорости газовой смеси в шахте вызывает изменение конечной тонкости пыли, подаваемой в топку.

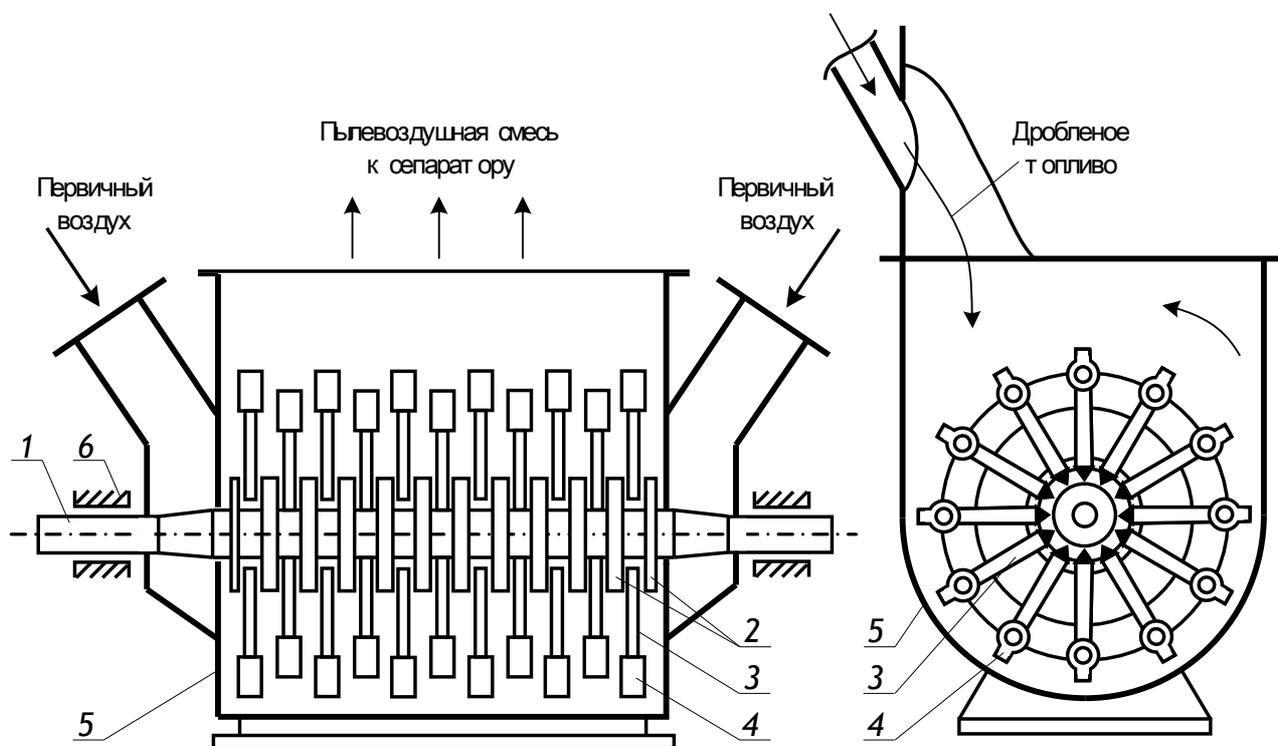


Рис. 15. Молотковая мельница:
 1 – вал; 2 – диски; 3 – билодержатели; 4 – била;
 5 – корпус мельницы; 6 – подшипники.

Молотковые мельницы широко применяют для размола бурых углей, горючего сланца, фрезерного торфа и каменных углей с выходом летучих веществ более 30 %. Производительность молотковых мельниц достигает 100 т/ч при размоле бурых углей. Основной недостаток молотковых мельниц – сравнительно быстрый износ бил, в связи с этим молотковые мельницы используют для относительно мягких топлив, для которых допускается грубый помол. Расход электроэнергии на 1 т помола 5 – 12 кВт·ч.

Мельница-вентилятор наряду с размолотом осуществляет вентиляционный процесс в системе пылеприготовления: подсос к мельнице сушильного агента с температурой 900 – 1000 °С; транспорт пылегазовой смеси к горелкам. Топливо с сушильным агентом поступает во включенную перед мельницей шахту, где частично подсушивается при движении вниз. При этом топочные газы охлаждаются до допустимой перед мельницей температуры 350 – 400 °С с помощью подводимого горячего воздуха. Вместе с сушильным агентом топливо засасывается ротором с числом оборотов 590 – 1470 мин⁻¹ и размалывается билами. При этом происходит основная подсушка топлива. После отделения в сепараторе крупных частиц, возвращаемых на доразмол, пыль поступает к горелкам.

Основным достоинством мельниц-вентиляторов является их высокая вентилирующая способность, недостатками – значительный износ металла лопаток и брони корпуса (50 – 70 г на 1 т угля), а также уменьшение подачи сушильного агента при увеличении нагрузки по топливу. Мельницы-вентиляторы используются для легко размалываемых топлив. Производительность их по бурому углю – до 44 т/ч.

При подаче на ТЭС высоковлажного топлива проводят предварительную подсушку дробленого угля перед размолотом. На рис. 25 показана труба-сушилка с восходящим потоком газов. Вертикальная труба-сушилка цилиндрической формы с постоянным сечением по всей высоте имеет высоту восходящего участка не менее 2 – 3 м. Газы для сушки с температурой до 800 °С подводят к нижней части футерованной изнутри вертикальной трубы. Отсос отработавшего сушильного агента из верхней части трубы производят с помощью сушильного вентилятора. Сырое топливо подают питателем или специальным вращающимся забрасывателем в нижнюю часть трубы-сушилки, внутреннее сечение которой выбирают так, чтобы скорость газов в ней при температуре 500 – 800 °С составляла 40 – 45 м/с, т.е. была достаточной для пневмотранспорта в восходящем потоке частиц угля размером до 10 – 15 мм. Трубы-сушилки работают при массовой концентрации топлива в сушильном агенте порядка 0,8 – 1,2 кг/кг. Под трубой-сушилкой устанавливают камеру-отходоуловитель, в нижней части которой собираются выпадающие из восходящего потока крупные куски топлива и другие тяжелые предметы.

Очистка дымовых газов и золоулавливание. Для очистки дымовых газов устанавливают электрофильтры, мокрые золоуловители и циклоны. Мокрые прутковые золоуловители или *скрубберы* представляют собой стальные (или железобетонные) цилиндрические корпуса диаметром до 5 м, в которых размещаются распределительные водяные кольца с оросительными соплами.

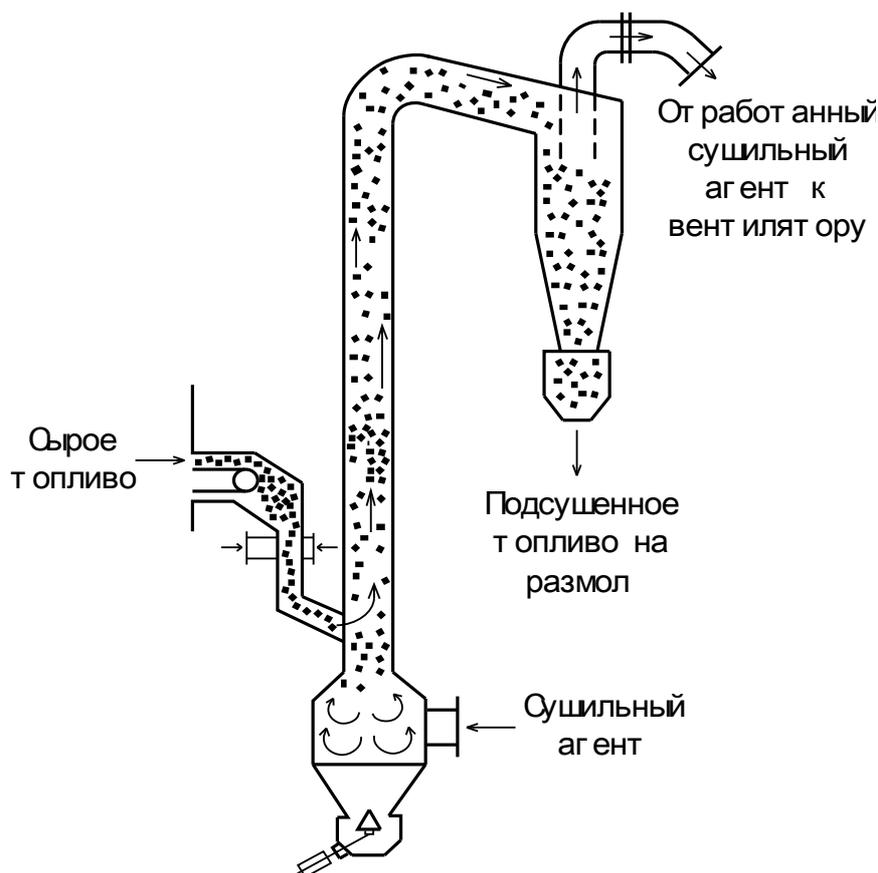


Рис. 16. Труба-сушилка с восходящим потоком газа.

Внутренние поверхности скрубберов покрыты кислотостойкой плиткой. Цилиндрические корпуса снабжены входными патрубками с прутковыми решетками, а также выходными патрубками. Струи дымового газа, проходя через решетку, изменяют свое направление; в результате частицы золы под воздействием центробежных сил оседают на влажных прутках решетки. Вода смывает золу и образовавшийся шлам сбрасывается в систему гидрозолоудаления. Производительность мокрых скрубберов по газу – до 220 тыс. м³/ч, ожидаемый к.п.д. очистки – 92 %. На один котлоагрегат устанавливается не менее двух мокрых золоуловителей.

В *электрофильтрах* дымовые газы омывают осадительные и коронирующие электроды, между которыми создается сильное электрическое поле постоянного тока. Направление газового потока – горизонтальное или вертикальное. Чаще применяются унифицированные горизонтальные электрофильтры (рис. 17).

Коронирующие электроды выполняют ленточно-игольчатого типа. Зола осаждается на осадительных электродах. С помощью механизма встряхивания рамы с электродами приводятся в движение и зола сбрасывается с них в золовые бункера электрофильтров. Коэффициент полезного действия электрофильтров – до 95 – 98 %.

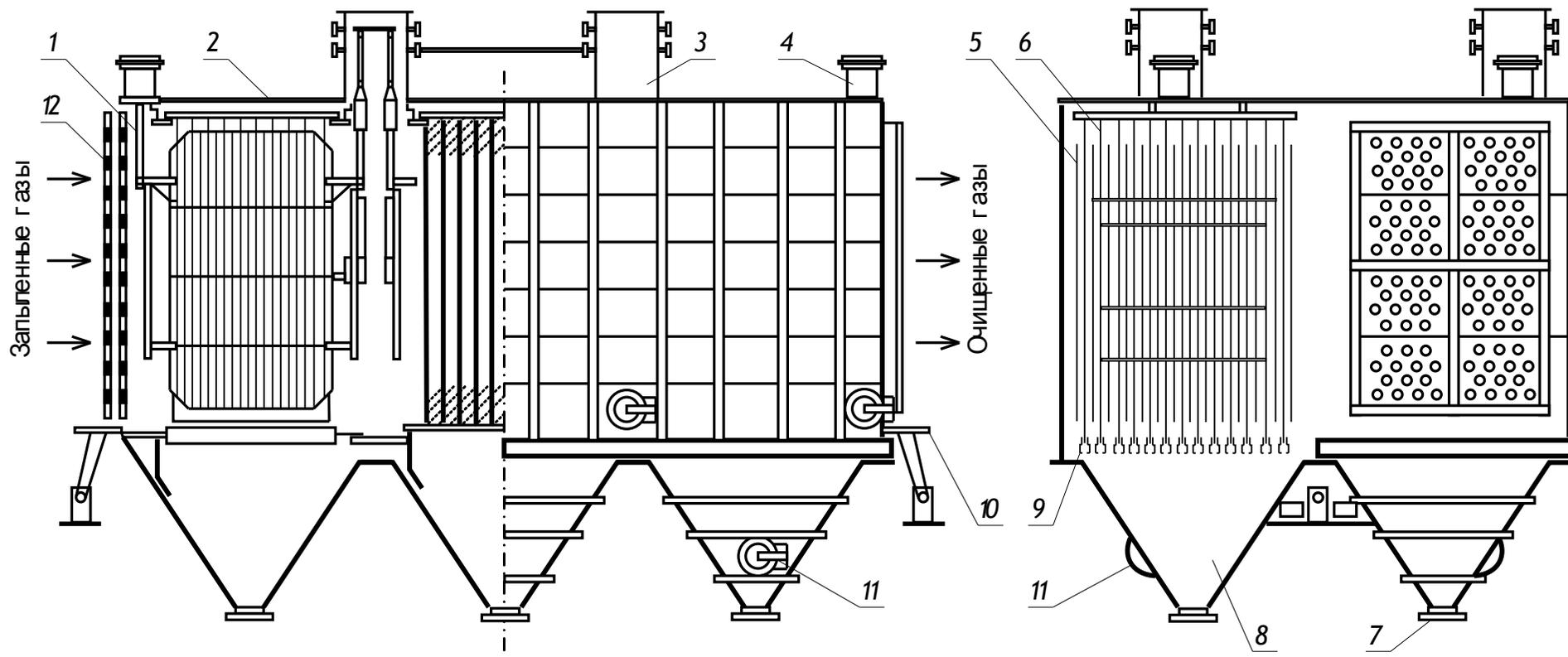


Рис. 17. Дымовой горизонтальный пластинчатый двухсекционный трехполюсный электрофильтр:
 1 – тяга подвески и встряхивания коронирующих электродов; 2 – корпус; 3 – большая изоляторная коробка;
 4 – малая изоляторная коробка; 5 – коронирующие электроды; 6 – осадительные электроды;
 7 – устье бункера; 8 – пылевой бункер; 9 – тяга встряхивания осадительных электродов;
 10 – встряхивающее устройство осадительных электродов;
 11 – люк; 12 – плоские газораспределительные решетки.

Тягодутьевые устройства. Различают следующие виды тяги котельных установок:

естественную;

принудительную с применением дымососов;

уравновешенную с использованием дымососов и дутьевых вентиляторов;

с наддувом и применением дутьевых вентиляторов при отсутствии дымососов.

Естественная и принудительная тяга применяются лишь в мелких установках. Крупные котлоагрегаты работают с уравновешенной тягой. Парогенераторы с наддувом в основном работают на газомазутном топливе.

Котлоагрегаты укомплектовываются радиальными или осевыми дымососами. Радиальные дымососы имеют лопатки, загнутые назад (рис. 17, а), либо вперед (рис. 17, б). На парогенераторах большой мощности применяют осевые дымососы (рис. 17, в, г), оснащенные направляющими аппаратами.

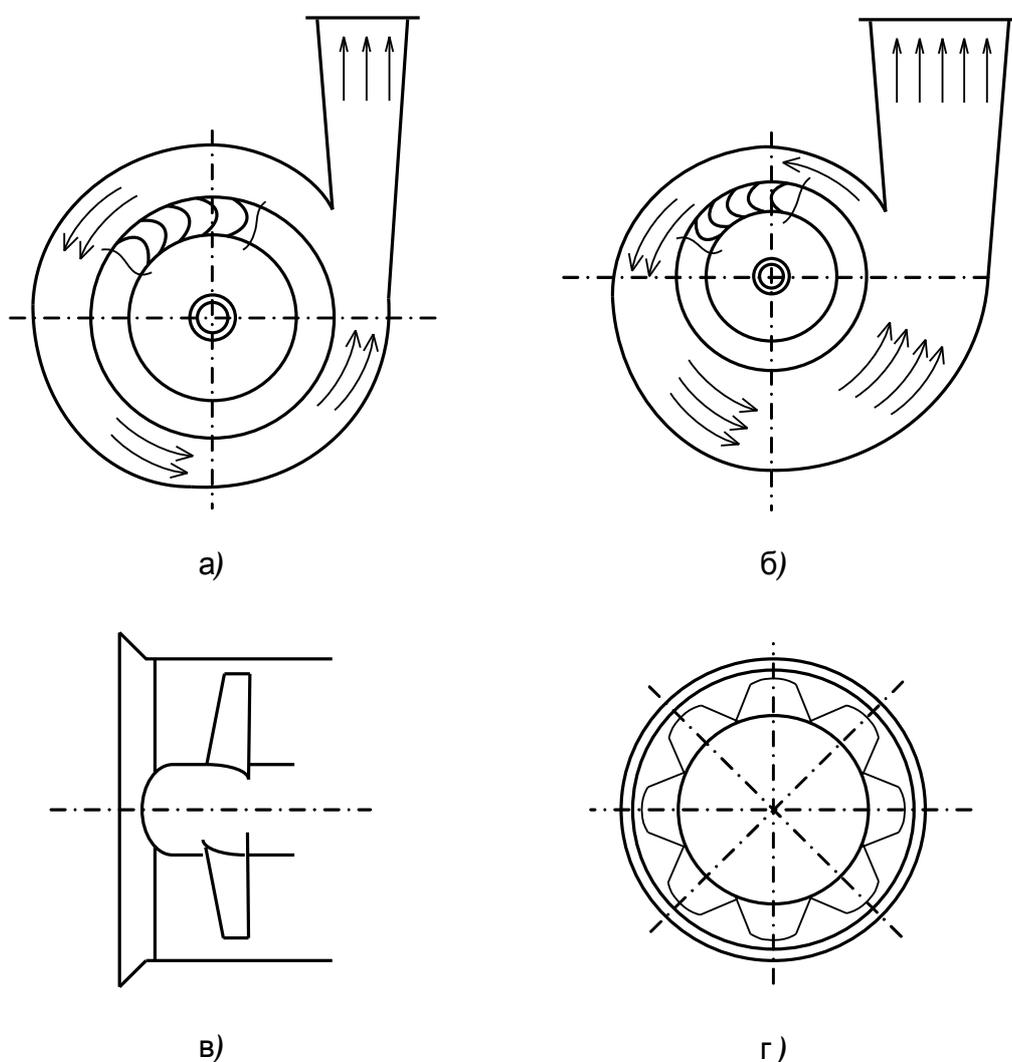


Рис. 18. Схемы радиальных и осевых дымососов.

Для регулирования производительности тягодутьевых машин применяют двухскоростные двигатели, гидромуфты, направляющие аппараты. Лопатки

дымососов в результате воздействия золы быстро изнашиваются. Их ремонт производится путем наплавки титановыми сплавами.

Воздух для поддержания процесса горения вдувается в топку с помощью дутьевых вентиляторов. К котлоагрегатам большой мощности для охлаждения подшипников вращающихся машин (дымососов, дутьевых вентиляторов, мельниц и др.) подается техническая вода. Смазка подшипников дымососов высокой производительности – принудительная, с применением маслонасосов системы смазки.

Золошлакоудаление. Электростанции, работающие на твердом топливе и особенно – на бурых углях, выбрасывают большое количество золы – сотни тонн в час, т.к. зольность бурых углей достигает 45 % и более. Своевременное удаление золы – неотъемлемая часть процесса выработки электроэнергии на ТЭС; его нарушение приводит к снижению нагрузки станции вплоть до остановки.

Системы золошлакоудаления рассчитываются на обеспечение эвакуации шлаков и той части золы, которая не выбрасывается в дымовые трубы, и применяется следующих типов: механическая (использование вагонеток); пневматическая (удаление золы с помощью сжатого воздуха); жидкое золошлакоудаление с гидравлическим транспортированием золы (в топке – постоянный уровень расплавленного шлака и золы); гидравлическая (рис. 19); гидропневматическая.

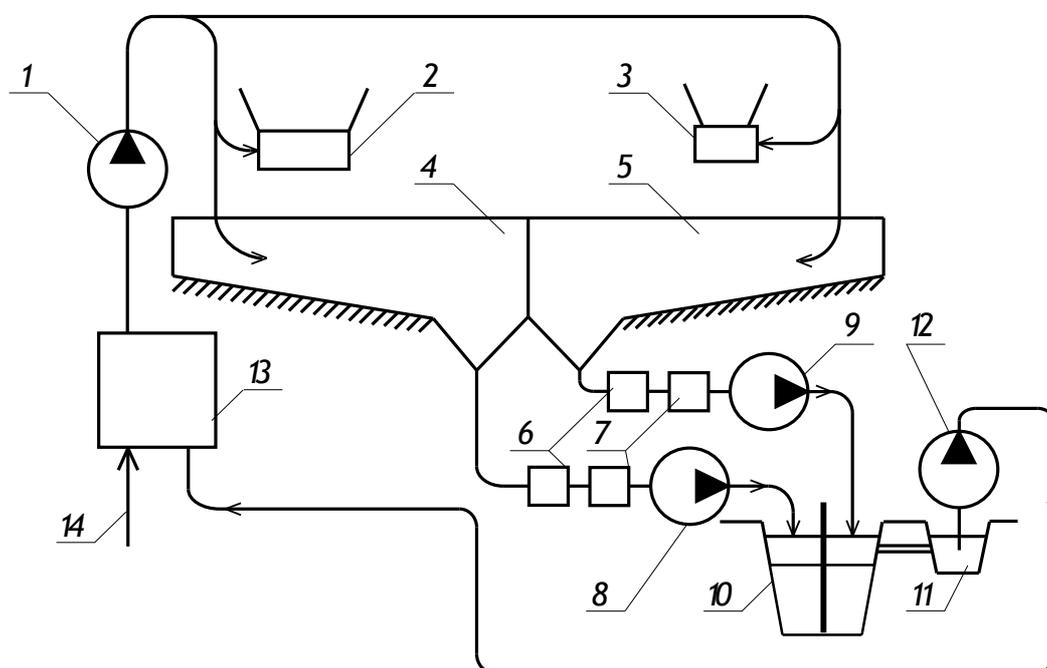


Рис. 19. Система золоудаления с разделительным гидротранспортом шлака багерными насосами и золы шламовыми насосами:

- 1 – насос смывной воды; 2 – устройство для удаления образовавшегося в топке шлака; 3 – золосмывной аппарат; 4 – шлаковый канал; 5 – зольный канал; 6 – дробилка; 7 – металлоулавливатель; 8 – багерный насос; 9 – шламовый насос; 10 – золошлакоотвал; 11 – бассейн осветленной воды; 12 – насос осветленной воды; 13 – резервуар осветленной воды; 14 – подпитка.

Наиболее распространено гидрозолоудаление с использованием багерных и шламовых (песковых) насосов (рис. 28). Шлаковые каналы защищаются от износа облицовкой базальтовыми плитами. Колеса багерных насосов изготавливают из стали с присадкой марганца. Чтобы предохранить шейку вала багерного насоса от абразивного износа, к сальникам подается чистая вода под давлением 0,5 – 0,6 МПа. Обычно устанавливается не менее трех багерных насосов (один – в работе, второй – в резерве и третий – в ремонте). К.п.д. багерных насосов – 50 %, а шламовых – 65 %. Раздельная система удаления золы и шлака позволяет уменьшить расход электроэнергии, но требует большего количества трубопроводов.

Мазутное хозяйство ТЭС. На угольных электростанциях емкость мазутохранилищ относительно невелика, т.к. в них хранится небольшое количество мазута, необходимое для «подсвечивания» в топках при работе котлов с малыми нагрузками, при неустойчивых режимах и при растопках. Оборудование растопочного мазутного хозяйства должно быть рассчитано на одновременную растопку четырех парогенераторов энергоблоков 300 МВт или шести энергоблоков 200 МВт с нагрузкой 30 % их номинальной производительности [4].

В состав мазутного хозяйства входят мазутослив, приемные резервуары с перекачивающими насосами, резервуары хранения, насосы I подъема, паромазутопроводы; если мазут является основным топливом, добавляется насосная II подъема. Насосы I подъема обеспечивают напор 0,63 МПа и подачу 963 м³/ч мазута при 50 % циркуляции; насосы II подъема рассчитаны на производительность 235 м³/ч и на напор 4,7 МПа. Из четырех насосов I и II подъема – три рабочих и один резервный.

Типовая технологическая схема мазутного хозяйства ТЭС приведена на рис. 29. Для приводов насосов мазутохозяйств применяют электродвигатели закрытого исполнения. Вокруг мазутохранилищ выполняют пожарные проезды, пожарный водопровод. Иногда вблизи от мазутохранилищ сооружают склад пенопорошка и пожарный резервуар.

Питательные насосы котлов. В качестве питательных насосов котлов используют многоступенчатые насосы центробежного типа, рассчитанные на работу при высокой температуре питательной воды. Мощность их зависит от производительности котла и давления пара. Питательные насосы энергоблоков 300 – 1200 МВт имеют мощность от 12 до 42 МВт и составляют большую часть мощности системы с.н. блока.

Эти насосы относятся к числу наиболее ответственных рабочих машин системы с.н. тепловых электростанций, так как они должны обеспечивать непрерывную подачу питательной воды в котлы с максимальной надежностью и экономичностью. В течение многих лет, пока максимальная мощность блочных агрегатов не превышала 200 МВт, а давление пара оставалось докритическим, для привода питательных насосов использовали асинхронные электродвигатели с частотой вращения 3000 об/мин. На ТЭС такие агрегаты традиционно называют «питательные электронасосы – ПЭН.» Насосы с приводом от паровых

турбин применяли только в качестве резервных. Их аббревиатура – ПТН – «питательные турбонасосы».

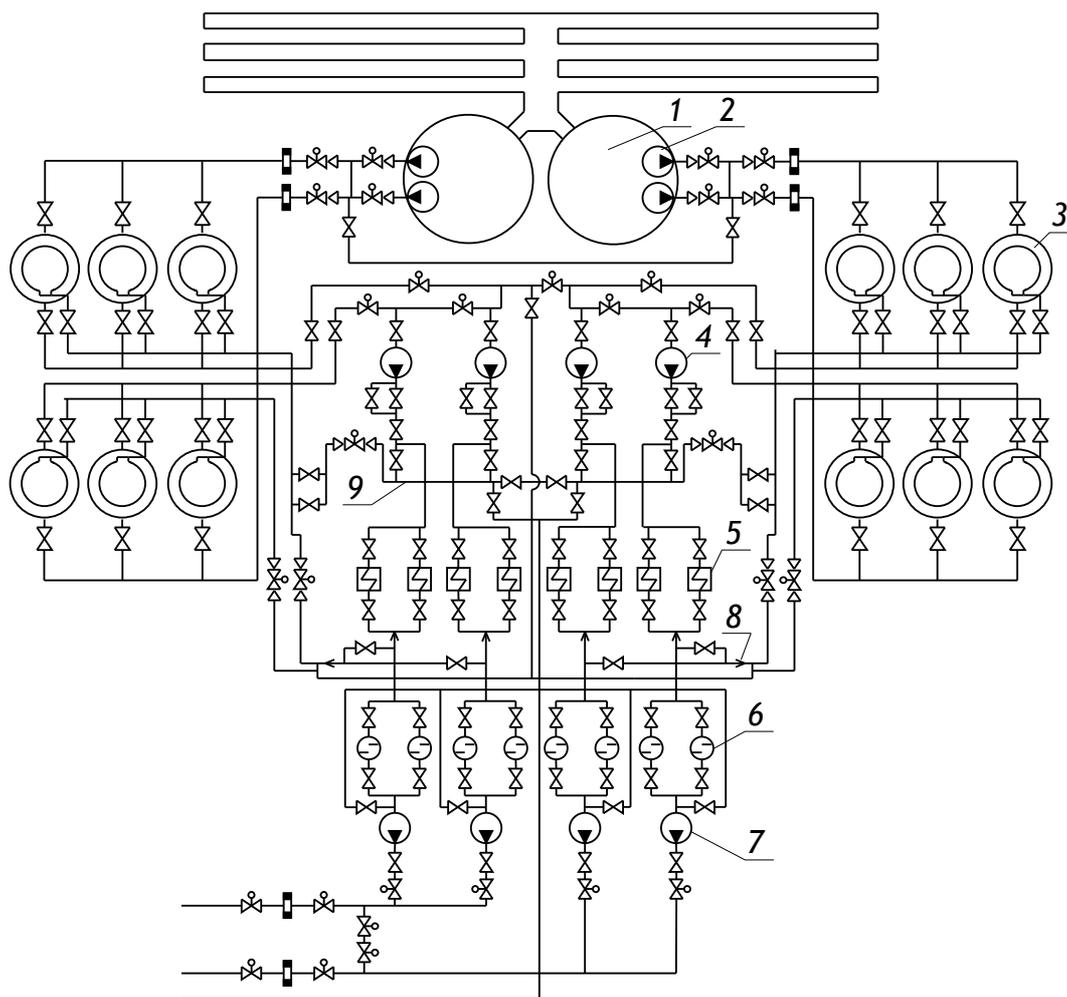


Рис. 20. Двухступенчатая технологическая схема мазутного хозяйства ТЭС:
 1 – приемные емкости; 2 – перекачивающие насосы; 3 – резервуары;
 4 – насосы первого подъема; 5 – подогреватели мазута;
 6 – фильтры тонкой очистки; 7 – насосы второго подъема;
 8 – коллектор горячей циркуляции (КГЦ);
 9 – коллектор холодной циркуляции (КХЦ).

Как главные, так и пускорезервные насосы требуют значительного давления воды на входе, которое не может быть обеспечено за счет разности отметок установки деаэраторов питательной воды и питательных насосов. В этом случае между деаэратором и ПЭН устанавливаются **бустерные** насосы.

При переходе к единичным мощностям блоков 300 МВт и более и закритическим давлениям пара резко проявились преимущества паротурбинного привода (турбопривода). Они заключаются в следующем:

питательный насос может быть выполнен с частотой вращения 8000 – 12000 об/мин. Увеличение частоты вращения позволяет уменьшить число ступеней и размеры насоса;

мощность приводной турбины не ограничена, и ее экономичность увеличивается с увеличением мощности. Это позволяет иметь один

питательный насос в блоке. При применении приводных асинхронных электродвигателей максимальная мощность питательного насоса ограничивается мощностью электродвигателя, которая не превышает 6 – 8 МВт;

увеличивается выдача электроэнергии от электростанции в энергосистему вследствие уменьшения нагрузки системы с.н.;

обеспечивается высокая экономичность регулирования производительности насоса при переменных нагрузках, поскольку частота вращения приводной турбины может быть плавно и экономично изменена в широких пределах;

значительно уменьшаются мощности трансформаторов системы с.н. электростанции и значение тока КЗ в сети собственных нужд;

при применении паротурбинного привода частота вращения питательного насоса, работающего с большим противодавлением, не зависит от частоты сети. Следовательно, при отклонениях частоты от номинального значения производительность питательных насосов не снижается.

Перечисленные преимущества паротурбинного привода питательных насосов мощных КЭС послужили основанием к отказу от электрического привода для питательных насосов блочных агрегатов мощностью 300 МВт и выше. Пар для приводной турбины берется из соответствующего отбора главной турбины. Но при этом возникают затруднения с пуском котла и блока в целом. Поэтому для блоков 250-300 МВт предусматривают по одному дополнительному питательному насосу с приводом от электродвигателя и с подачей, равной 50 % подачи главного турбонасоса. На станциях с более мощными блоками сооружают особые пусковые котельные с соответствующим давлением пара, или дополнительные паровые магистрали для подачи пара к питательному насосу от соседних блоков [3].

Циркуляционные и конденсатные насосы обслуживают конденсатор турбины. Циркуляционные насосы обеспечивают циркуляцию охлаждающей воды через трубки конденсатора, а конденсатные насосы отсасывают из него конденсат. Производительность конденсатных насосов мало зависит от нагрузки турбоагрегата, и поэтому для них не предусматривают специальных мер для регулирования. Производительность циркуляционных насосов приходится регулировать, так как расход охлаждающей воды в значительной степени зависит от ее температуры. Расчетная производительность определяется по летнему режиму работы, когда расход воды бывает максимальным.

На ТЭЦ обычно сооружают общестанционные насосные, и их производительность регулируют числом параллельно работающих циркуляционных насосов. На КЭС чаще сооружают отдельные насосные для каждого блока с установкой на них двух насосов осевого типа. При выходе из работы одного из насосов другой обеспечивает приблизительно 60% полного расхода циркуляционной воды. Подачу насосов регулируют поворотом лопастей рабочего колеса.

Конденсатные насосы отказывают чаще, чем питательные и циркуляционные, а стоимость их значительно меньше. Поэтому на каждый блок

обычно предусматривают три насоса: два рабочих и один резервный; каждый рассчитан на 50% полной производительности.

Конденсатные и циркуляционные насосы приводят во вращение асинхронными двигателями вертикального исполнения. Для циркуляционных насосов часто применяют двухскоростные двигатели с короткозамкнутым ротором, что позволяет расширить пределы регулирования [3].

Сетевые насосы входят в состав рабочих машин системы с.н. теплофикационных электростанций, а также могут устанавливаться на промежуточных насосных станциях теплофикации. Они обеспечивают циркуляцию горячей воды в отопительной системе внешних потребителей. Приводом для этих насосов служат асинхронные электродвигатели. Напорная характеристика должна иметь высокую стабильность, обеспечивающую надежную работу в широком диапазоне подач при колебаниях температуры воды и давления внутри насоса. Сетевые насосы первого подъема подают воду из обратного трубопровода теплофикационной сети в подогреватели, второго подъема – из подогревателей в теплофикационную сеть, рециркуляционные насосы устанавливаются после водогрейных котлов. Все насосы горизонтальные.

Насосы могут располагаться ниже или выше уровня жидкости со стороны входа. В первом случае насосы работают «с подпором», во втором – «с подсосом», причем допустимая высота всасывания ограничена условиями отсутствия гидравлических ударов и возникновения кавитации. Перед пуском такого насоса может возникнуть необходимость предварительного заполнения жидкостью всасывающего тракта.

В насосную установку кроме насоса входят приводной двигатель и коммуникации. Система снабжена необходимыми задвижками и обратными клапанами. Насосная станция состоит из нескольких насосов, которые могут работать параллельно (для увеличения подачи) или последовательно (для увеличения напора).

Рабочие машины системы смазки и регулирования турбины относятся к категории особо ответственных рабочих машин, так как при их отказах могут быть повреждены сама турбина или подшипники турбогенератора. Валы вращаются в опорных подшипниках с вкладышами, залитыми баббитом. Для восприятия осевого усилия на турбинах устанавливаются упорные подшипники с сегментными вкладышами. Подшипники смазываются турбинным маслом; давление в системе смазки обеспечивается рабочими и пусковыми насосами. Высокая надежность этих машин достигается резервированием самих машин и выбором соответствующих источников электроснабжения. Так, например, систему регулирования турбины 300 МВт обслуживают три маслонасоса: два взаимозаменяемых рабочих насоса имеют электропривод переменного тока, а третий – аварийный насос – имеет привод постоянного тока. Нормально работает один маслонасос с приводом переменного тока. При его отключении или опасном снижении давления масла в напорной линии автоматически без выдержки времени включается второй маслонасос, а через одну секунду дополнительно включается

аварийный маслонасос с приводом постоянного тока и электроснабжением от независимого источника – аккумуляторной батареи.

Регулирование турбин включает в себя регулятор скорости, автоматы безопасности, систему защит, предохраняющих турбогенератор от аварий, и органы управления впуском пара. Различают системы регулирования с механическими и гидравлическими связями и гидродинамические. В качестве рабочего тела в таких системах применяют масло или негорючие жидкости.

Для проворачивания ротора турбины в горячем состоянии при прогреве до «толчка» и при остановке – чтобы не допустить температурных деформаций вала, связанных с неравномерным его остыванием – на турбинах предусматриваются *валоповоротные устройства*.

В турбогенераторах *с водородным охлаждением* предотвращение *утечки водорода* в месте выхода вала ротора из корпуса генератора осуществляется посредством *специальных масляных уплотнений вала*, размещаемых между торцевыми щитами и опорными подшипниками. Принцип действия уплотнения вала заключается в запирании водорода непрерывным встречным потоком масла, подаваемым в узкий зазор между валом ротора и вкладышем уплотнения под давлением, превышающем давление водорода. В зависимости от конструктивных особенностей уплотнений перепад давлений масло – водород находится в пределах 0,04 – 0,09 МПа (0,4 – 0,9 кгс/см²).

В эксплуатации возможны кратковременные снижения давления масла при нарушении работы системы маслоснабжения. Зачастую это сопровождается прорывом водорода через уплотнение и выплавлением баббита вкладыша. Для повышения надежности работы уплотнений вала турбогенераторов мощностью 60 МВт и выше предусмотрена обязательная установка демпферных баков, обеспечивающих поддержание положительного перепада давления масла и водорода при автоматических и ручных переключениях источников маслоснабжения.

Соединение демпферного бака по маслу должно быть последовательное или последовательно-параллельное (рис. 30). Этим обеспечивается наличие в трубопроводах и баке всегда теплого масла; кроме того, масло в трубе при таком соединении всегда находится в состоянии движения, поэтому потребность во внезапном повышении расхода масла удовлетворяется с меньшей инерционностью, чем если бы масло в трубах находилось в состоянии покоя. Вместимость демпферного бака ограничена (1,5 – 2 м³), он способен обеспечить безнасосное питание уплотнений маслом в течение нескольких минут при рабочей частоте вращения и, как правило, рассчитывается на обеспечение выбега турбоагрегата со срывом вакуума в течение 15 мин. Поэтому для предотвращения опорожнения бака и повреждения уплотнений предусматривается специальная технологическая защита от снижения уровня в баке с действием на останов турбины, отключение генератора от сети и гашение его поля.

В схеме маслоснабжения (рис. 21) предусмотрены устройства очистки масла от растворенного в ней водорода и воздуха – эксгаустеры (вентиляторы специальной конструкции, создающие разрежение и, благодаря этому, отсасывающие воздух или газ из масла).

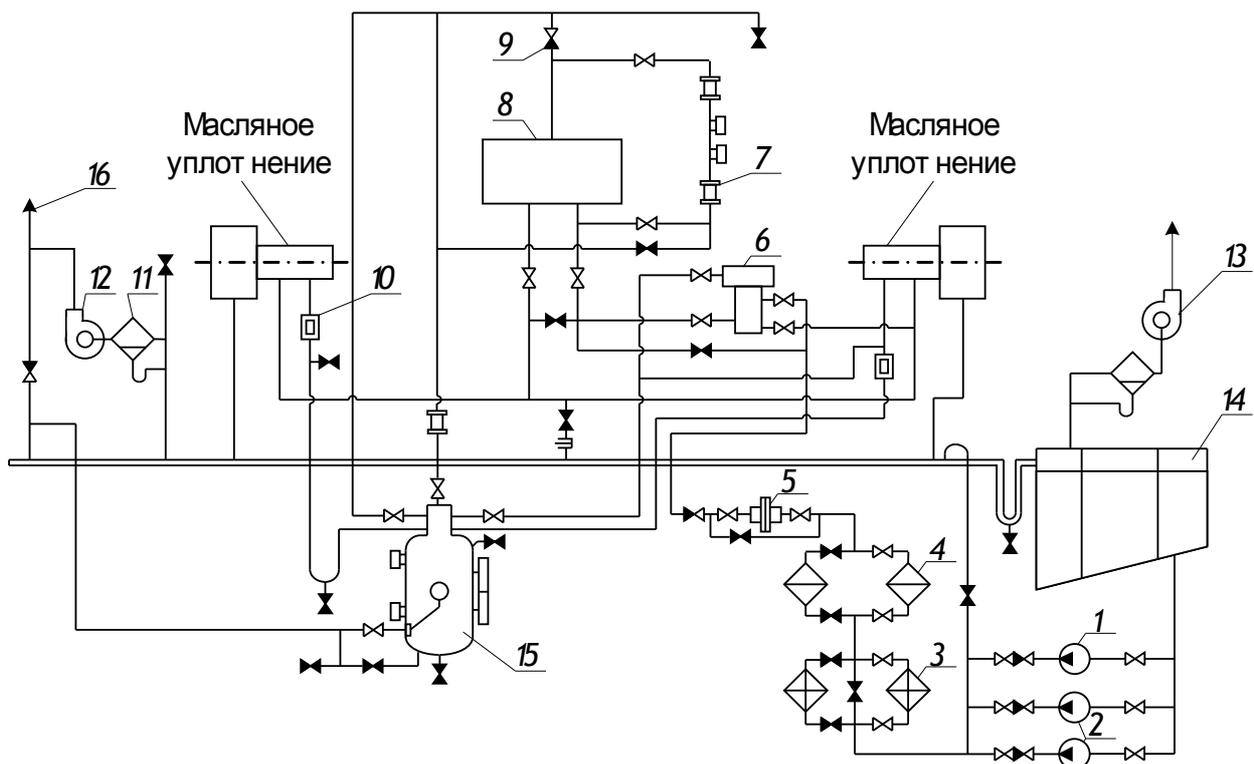


Рис. 21. Схема маслоснабжения уплотнений вала кольцевого типа турбогенераторов мощностью 60 – 300 МВт:

1 – маслонасос с приводом постоянного тока; 2 – маслонасос с приводом переменного тока;
 3 – маслоохладитель; 4 – масляный фильтр; 5 – магнитный фильтр; 6 – регулятор давления;
 7 – смотровое окно; 8 – демпферный бак; 9 – противосифонный клапан; 10 – маслоконтрольный патрубков;
 11 – маслоуловитель; 12 – эксгаустер сливного коллектора; 13 – эксгаустер маслобака;
 14 – маслобак турбины; 15 – гидравлический затвор; 16 – вестовая труба.

Вспомогательные сооружения тепловых электростанций. К числу вспомогательных сооружений тепловых электростанций относятся административно-бытовые здания, компрессорные, электролизерные, устройства водоподготовки, маслохозяйства, мастерские, склады и др. Здания и сооружения объединяются в общие корпуса и группы.

На некоторых крупных тепловых электростанциях в настоящее время помимо объединенных вспомогательных корпусов сооружаются дополнительно «инженерные» корпуса для лабораторий. Объединенные вспомогательные корпуса и здания главных щитов управления (сооружаемые на ТЭЦ) соединяются с главным корпусом переходными мостами.

Маслохозяйства и компрессорные. Основные потребители масла (машинные залы, ОРУ) соединяются с маслохозяйствами постоянными маслопроводами, которые в необогреваемой зоне снабжаются паровыми спутниками.

В маслохозяйствах устанавливаются четыре бака изоляционного, четыре бака турбинного и два бака машинного масла для мельничных систем. Емкость каждого бака должна быть не менее емкости железнодорожной цистерны, т. е. 50 м³. Помимо этого емкость каждого бака должна обеспечивать создание следующих запасов:

турбинного масла – в количестве не менее, чем это требуется для заполнения наибольшей емкости технологического оборудования, и доливки масла в размере 45-дневной потребности всех агрегатов;

изоляционного масла – для заполнения наибольшего по емкости трансформатора и, кроме того, запаса масла в размере 10% от всего количества масла в трансформаторах;

машинного масла – для заливки масляных систем четырех мельниц и доливки в размере 45-дневной; потребности всех мельниц.

Запас прочих смазочных масел создается из расчета на 45 дней эксплуатации.

Для регенерации трансформаторного масла применяются установки с обработкой масла силикагелем или цеолитами. Регенеративная установка состоит из адсорбера, насосов, подогревателя масла и фильтр-пресса.

Компрессорные тепловых электростанций бывают общего назначения и для обслуживания РУ. Компрессорные общего назначения снабжают сжатым воздухом устройства водоподготовки, мастерские и трубопроводы сжатого воздуха для ремонтных нужд в главном корпусе и других зданиях ТЭЦ. Компрессоры РУ необходимы для обеспечения сжатым воздухом воздушных выключателей.

Компрессоры целесообразно устанавливать в отдельном помещении зданий релейных пунктов ОРУ или на первом этаже здания главного щита управления ТЭЦ. Обычно сооружается одна компрессорная для всех ОРУ; при большой протяженности воздухопроводов и при наличии свыше трех рабочих компрессоров каждый производительностью более 2–5 м³/мин и двух и более ОРУ сооружают две компрессорные.

Электролизерные. Генераторы с водородным охлаждением обеспечиваются водородом, подвозимым в баллонах от центральных электролизерных, построенных на одной из электростанций энергосистемы, если имеются дороги с твердым покрытием и длина дороги для доставки баллонов не превышает 100 км при мощности ТЭС до 600 МВт и 50 км при большей мощности. В других случаях для получения водорода на ТЭС сооружаются собственные электролизерные (рис. 22).

Установка двух электролизеров обязательна при давлении водорода 0,2 МПа и выше. При более низком давлении может быть установлен один электролизер. На ряде тепловых электростанций работают электролизерные с электролизерами производительностью по водороду 4 м³/ч. При высокой потребности в водороде может использоваться более мощная установка, которая имеет производительность по водороду 24 м³/ч и по кислороду 12 м³/ч. Установка обеспечивает чистоту водорода 98% и кислорода 97%. Возможна примесь азота 1%. Расход электроэнергии на получение 1 м³ водорода – 7,4 кВт·ч.

Установка двух электролизеров обязательна при давлении водорода 0,2 МПа и выше. При более низком давлении может быть установлен один электролизер. На ряде тепловых электростанций работают электролизерные с электролизерами производительностью по водороду 4 м³/ч. При высокой

потребности в водороде может использоваться более мощная установка, которая имеет производительность по водороду 24 м³/ч и по кислороду 12 м³/ч. Установка обеспечивает чистоту водорода 98% и кислорода 97%. Возможна примесь азота 1%. Расход электроэнергии на получение 1 м³ водорода – 7,4 кВт·ч.

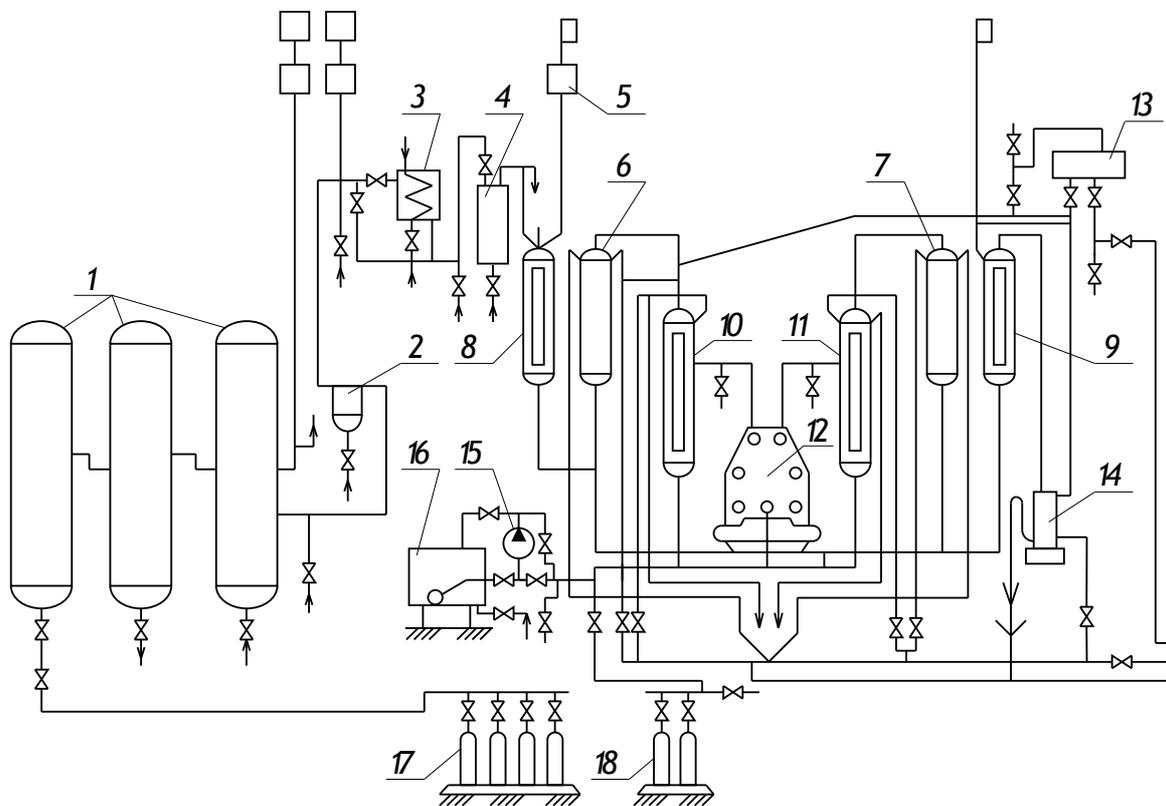


Рис. 22. Технологическая схема электролизерной установки СЭУ-8:

- 1 – газосборники (ресиверы); 2 – влагоотделитель; 3 – испаритель холодильной машины; 4 – водяной холодильник; 5 – огнепреградитель; 6 – промывка водорода; 7 – промывка кислорода; 8, 9 – регуляторы давления; 10, 11 – разделительные колонки; 12 – электролизер; 13 – питательный бак; 14 – гидрозатвор для кислорода; 15 – насос для электролита; 16 – бак для электролита; 17 – рампа для углекислотных баллонов; 18 – рампа для азотных баллонов.

Хранение газов осуществляется в нескольких газосборниках – *ресиверах* (иногда в шести: три для кислорода и три для водорода). Емкость водородных ресиверов должна обеспечивать заполнение водородом наибольшего генератора и покрытие утечек в течение 5 дней при наличии двух электролизеров и 10 дней при наличии одного. Ресиверы так же, как и электрические машины, должны быть заземлены. Для ресиверов предусматривается грозозащита, а также возможность продувки трубопроводов электролизерных установок азотом. Днища ресиверов в зимнее время в ряде случаев обогреваются горячей водой. Электролизерные должны быть полностью автоматизированы. Помимо устройства электролизерных при наличии электрических машин с водородным охлаждением предусматривается склад водорода, в котором хранится аварийный запас водорода в баллонах.

На ТЭС предусматривается централизованная установка для снабжения генераторов углекислотой. Запас углекислоты должен обеспечивать трехкратное заполнение генератора с наибольшим газовым объемом. Углекислота подводится по трубопроводам к маслобакам турбин, подшипникам и к закрытым комплектным токопроводам генераторов.

Пожарно-хозяйственное водоснабжение. На тепловых и атомных электростанциях должна быть создана надежная система противопожарной защиты. При проектировании пожарного трубопровода внутри главного корпуса расход воды на пожаротушение принимается для двух внутренних пожарных кранов с расходом не менее 2,5 л/с. Кроме того, учитывается расход воды на все дренчерные завесы. Расход воды на наружное пожаротушение главного корпуса принимается равным 25 л/с. Пожаротушение наземных стальных резервуаров с мазутом объемом до 2000 м³ предусматривается распыленной водой, а резервуаров большей емкости и подземных – с применением пены. Расход воды на пожаротушение на угольном складе принимается равным 10 л/с. При расчетах расход воды на наружное пожаротушение по приведенным ранее нормам не суммируется с расходом на пожаротушение генераторов, силовых трансформаторов, угольных складов и выбирается по наибольшей расчетной величине. На тепловых электростанциях с турбогенераторами мощностью 60 МВт и выше предусматривается установка двух пожарных насосов, один из которых с приводом от двигателя внутреннего сгорания. Для пожаротушения отдельных зданий при напоре 1 МПа разрешается установка повысительных насосов. Включение пожарного насоса с электроприводами должно быть запроектировано дистанционное, с главного щита управления (ГЩУ), причем должна быть также предусмотрена связь с пожарным депо.

В схему водоснабжения входят пожарные резервуары (обычно емкостью по 1000 м³ и более), насосные (1-го и 2-го подъема), водонапорные башни. Трубопроводы технической воды укладываются между главным корпусом и дымососным отделением, в которых имеются вращающиеся механизмы с охлаждаемыми водой подшипниками.

Устройства пенного пожаротушения, которые применяются для тушения горящих мазута и масел и в ряде случаев угольной пыли, состоят из склада пенопорошка, резервуара для пенообразования, насосной станции и сети трубопроводов.

Очистка сбросов ТЭС. Все технологические сбросы тепловых электростанций перед выводом в открытые водоемы должны быть полностью очищены. Особые затруднения возникают при очистке вод, загрязненных нефтепродуктами. Сбросы обычно содержат до 100 мг/л нефтепродуктов направляются на отстой в резервуары со сбросом масел и мазута («ловушки») и далее на очистку в механические двухслойные, загружаемые песком и дробленным антрацитом фильтры.

Глубокая очистка воды от мазута может быть осуществлена абсорбционным методом путем фильтрования через сорбенты, например активированный уголь. При этом остаточное содержание мазута снижается до

1–2 мг/л при исходном содержании перед глубокой очисткой 10–15 мг/л. Разбавлением концентрация нефтепродуктов доводится до предельно допустимой – 0,1 мг/л. На ТЭС, работающих на твердом топливе воды с содержанием нефтепродуктов направляют в систему золошлакоудаления.

Сбросы механических фильтров присоединяют к сырой воде, подаваемой на химводоочистку, а сбросы ионитовых фильтров путем добавки реагентов нейтрализуют и направляют в систему золошлакоудаления, в водоемы или пруды-охладители. Конденсат выпарных установок используют в цикле ТЭС, а соли либо рассол направляют в нефилтрующие земляные емкости.

Сбросы предпусковых и эксплуатационных промывок парогенераторов и трубопроводов направляются в усреднители, представляющие собой открытые бассейны большой емкости – до 10000–20000 м³. В фильтрующих грунтах бассейны должны иметь соответствующую гидроизоляцию днища и откосов во избежание выноса токсичных материалов. По согласованию с органами санитарной инспекции сброс промывочных вод может быть осуществлен в золошлакоотвалы.

Лекция 4. Рабочие машины системы собственных нужд электростанций и их характеристики

Рабочие машины системы с.н. электростанций весьма разнообразны по назначению, конструкции, мощности. Для выбора типа привода рабочих машин необходимо знать их механические характеристики и способы регулирования производительности.

Рабочие машины с нелинейно возрастающей механической характеристикой

Наибольшее применение в системе с.н. электростанций имеют лопастные насосы и вентиляторы. На ТЭС и АЭС лопастные машины используют, в частности, в качестве питательных, конденсатных, циркуляционных насосов; на станциях всех типов – в качестве насосов технического, противопожарного и хозяйственного водоснабжения. Лопастные вентиляторы используют на ТЭС в качестве дымососов, дутьевых вентиляторов, вентиляторов первичного воздуха и др.

Лопастные машины передают энергию от двигателя к перемещаемой жидкости (газу) с помощью рабочего колеса с лопастями и делятся на центробежные и осевые.

В центробежной машине лопасти вместе с боковыми стенками рабочего колеса образуют каналы, направленные от центра колеса к периферии (рис. 1). Поэтому при работе машины жидкость (газ), поступающая в насос (вентилятор) в осевом направлении, приходит во вращательное движение и под действием центробежных сил перемещается в основном в радиальном направлении. Затем по спиральному отводу,

выполненному в виде диффузорного канала, жидкость (газ) направляется в напорный патрубок.

В осевой машине (рис. 2) лопасти имеют обтекаемый профиль (как у крыла самолета) и закреплены на втулке под углом к плоскости вращения колеса. Благодаря этому по обе стороны каждой лопасти возникает разность давлений и как следствие – движение жидкости (газа) в осевом направлении.

Осевые машины обладают рядом преимуществ перед центробежными: они легко обеспечивают большую производительность при умеренных напорах, более надежно работают при запыленном газе и имеют более высокий КПД в области расчетной производительности. Поэтому в последние годы они находят все большее применение в системе с.н. тепловых электростанций.

Эксплуатационные качества лопастных насосов и вентиляторов полностью определяются их рабочими характеристиками – зависимостями напора \dot{I} , представляющего собой удельную энергию, которую сообщает машина жидкости или газу, мощности на валу \dot{D} и полного КПД η от подачи (производительности) Q . Эти характеристики зависят от типа машины.

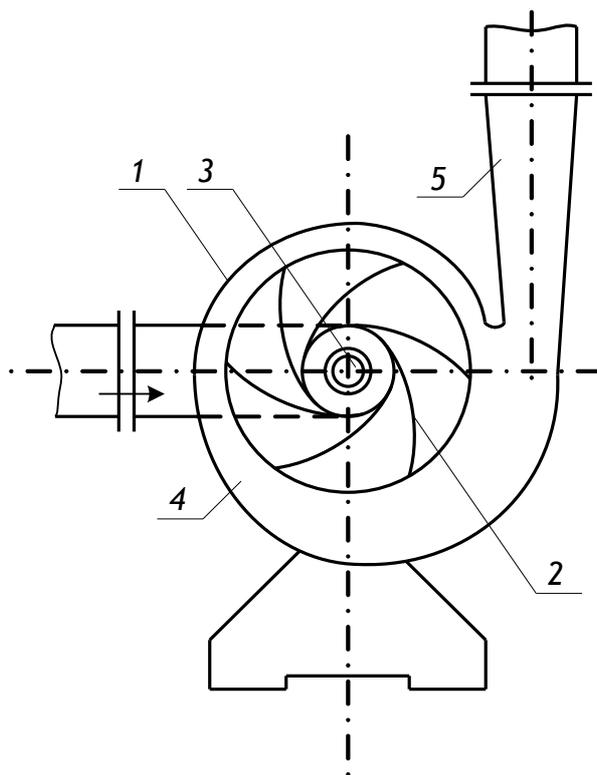


Рис. 1. Схема лопастной машины центробежного типа:
1 – корпус; 2 – лопасть; 3 – входное отверстие;
4 – спиральный отвод; 5 – напорный патрубок.

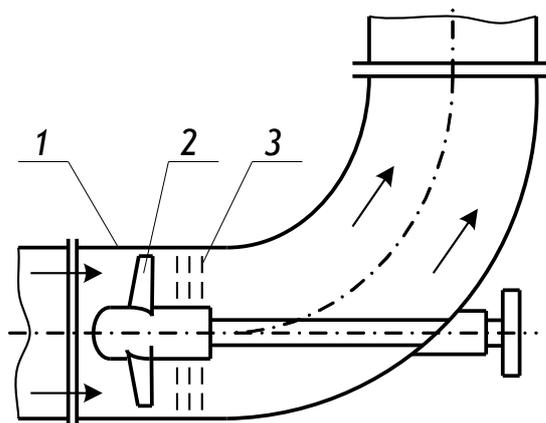


Рис. 2. Схема лопастной машины осевого типа:
1 – корпус; 2 – лопасть; 3 – лопаточный отвод
(направляющий аппарат).

Насосы центробежного типа обычно имеют выпуклую характеристику $\dot{I} = f(Q)$ (ее часто называют главной или $\dot{I} - Q$ -характеристикой) с восходящей и нисходящей частями – участки 1–2 и 2–3 кривой $\dot{I} = f(Q)$, приведенной на рис. 3.

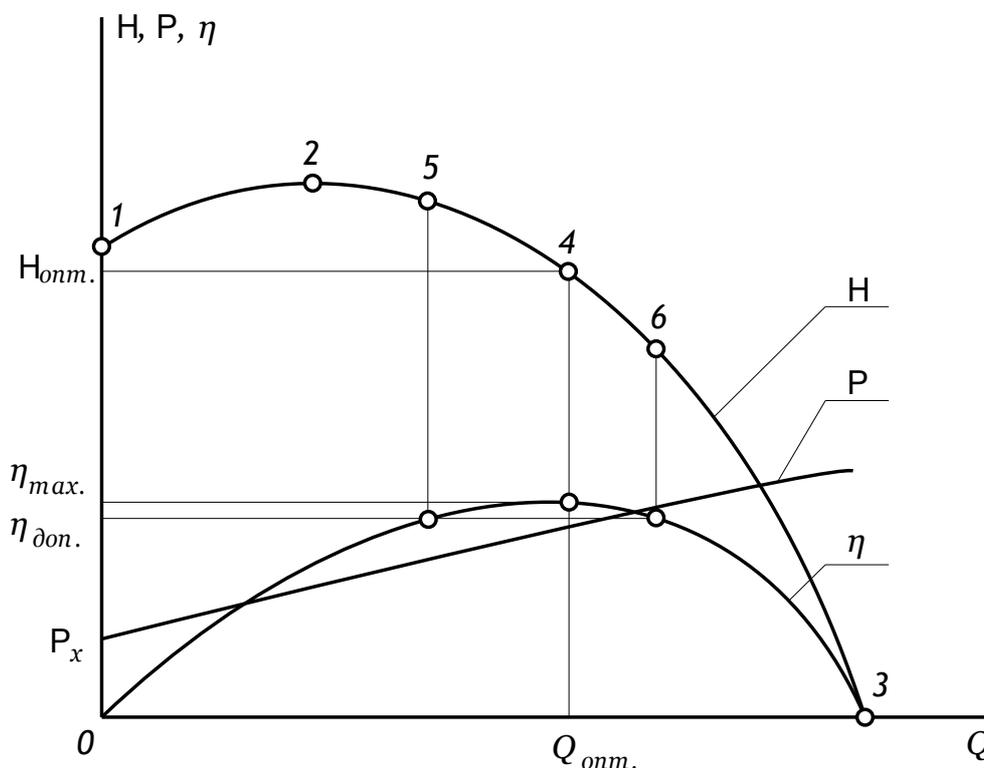


Рис.3. Рабочие характеристики насоса центробежного типа.

Работа насоса на восходящей части характеристики нежелательна, так как она сопровождается большими гидравлическими потерями, шумом и может быть неустойчивой. Поэтому при разработке конструкций насосов

стремятся добиться, чтобы эта часть характеристики была относительно небольшой. Нисходящая часть $\dot{I} - Q$ -характеристики может быть как пологой (крутизна не превышает 10 – 12%), так и крутой (до 25 – 30%). Выбор насоса с той или иной крутизной характеристики определяется тем, какой параметр – напор или подача – должен мало изменяться при изменении режима работы насоса. Зависимость КПД насосов центробежного типа от их подачи также представляет собой выпуклую кривую (линия η на рис. 3), которая при некоторой подаче $Q_{i\ddot{o}}$ имеет максимум $\eta_{\ddot{o}\ddot{a}\ddot{o}}$. Поэтому подача $Q_{i\ddot{o}}$ и соответствующий ей напор $\dot{I}_{i\ddot{o}}$ являются оптимальными, а точка 4 главной характеристики – точкой оптимального режима. В условиях эксплуатации насосы часто работают с подачей и напором, отличными от оптимальных, и, следовательно, с пониженным КПД. Однако снижение КПД более чем на 7% нежелательно. Этим и определяется рабочий участок $\dot{I} - Q$ -характеристики (на рис. 3 он ограничен точками 5 и 6, которым соответствует минимально допустимый КПД $\eta_{\ddot{a}\ddot{i}}$).

Зависимость мощности на валу насосов центробежного типа от их подачи обычно представляет собой слегка изогнутую восходящую линию (кривая D на рис. 3). Точка пересечения этой линии с осью ординат определяет мощность холостого хода $D_{\ddot{o}}$ которая расходуется на покрытие потерь, обусловленных циркуляционными потоками в насосе, трением дисков о жидкость, а также трением в сальниках и подшипниках. Мощность холостого хода обычно не превышает 30 – 40% номинальной мощности на валу насоса, поэтому пуск в ход центробежных насосов производят при закрытых напорных задвижках [3].

Вентиляторы центробежного типа работают со сравнительно небольшими напорами (до 15 000 Па) и практически не сжимают газ, поэтому их рабочий процесс мало отличается от рабочего процесса центробежных насосов. Однако присущие вентиляторам конструктивные особенности отражаются на их характеристиках. Последние могут иметь только нисходящую часть или (при малых подачах) седлообразную форму.

Насосы и вентиляторы осевого типа передают энергию потоку жидкости или газа благодаря подъемной силе лопастей. Поэтому их рабочие характеристики по форме существенно отличаются от характеристик машин центробежного типа. Часто $\dot{I} - Q$ -характеристики имеют седлообразную форму (рис. 4). Наличие в средней части характеристики восходящего участка (участок 1–2 на рис. 4) может явиться причиной неустойчивой работы насоса (вентилятора); поэтому машины осевого типа обычно работают на нисходящей части характеристики, расположенной правее точки 2, т.е. с большими подачами. Минимальную подачу насоса (вентилятора) выбирают таким образом, чтобы развиваемый при этом напор машины составлял не более 90 % напора, соответствующего вершине горба главной рабочей характеристики.

Диапазон изменения производительности, в котором отклонения КПД от максимального не выходят за допустимые пределы, при постоянной частоте вращения зависит от угла поворота лопастей. Машины с жестким закреплением лопастей имеют сравнительно небольшой рабочий участок $\dot{I} - Q$ -характеристики. Насосы (вентиляторы), снабженные устройством для поворота лопастей при остановленной машине, позволяют путем изменения угла поворота лопастей изменять пределы регулирования подачи, однако при любом выбранном значении угла эти пределы остаются сравнительно небольшими. Более экономичное, широкое и плавное изменение подачи обеспечивают машины, оборудованные устройством для поворота лопастей на ходу. Объясняется это тем, что при неизменном угле поворота лопастей характеристика КПД машины осевого типа имеет резко выраженный максимум (кривая η на рис. 4) и существенное изменение производительности машины сопровождается быстрым уменьшением ее КПД.

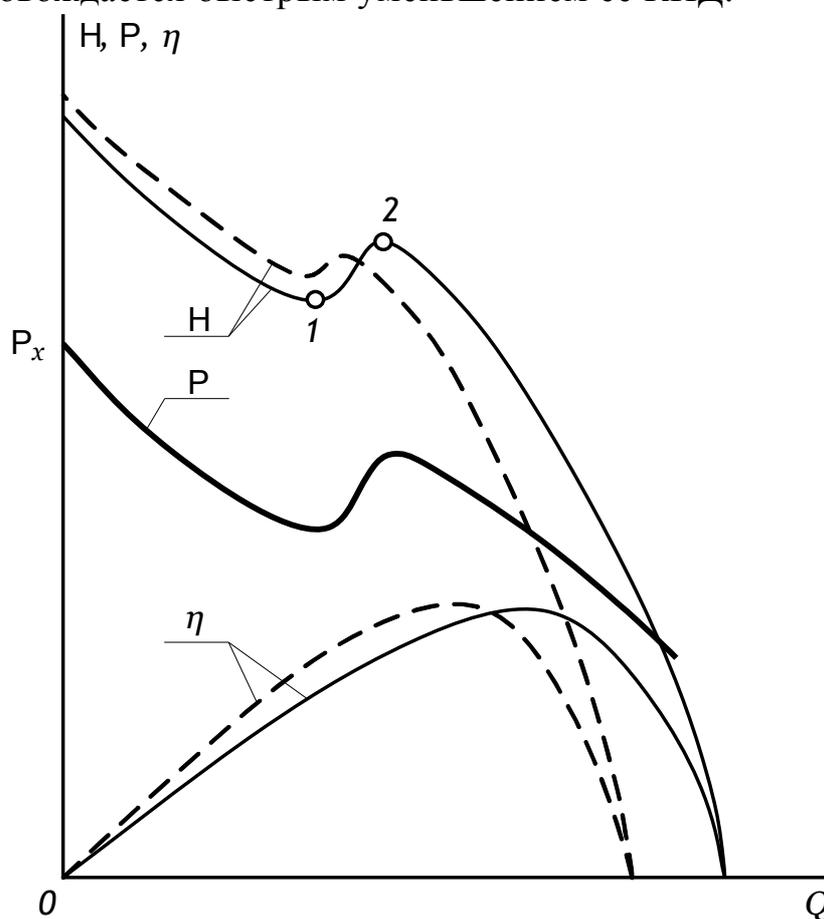


Рис.4. Рабочие характеристики машины осевого типа.

При изменении угла поворота лопастей происходит изменение как главной рабочей характеристики, так и характеристики КПД (см. пунктирные кривые на рис. 4), причем максимум последней, оставаясь практически неизменным, смещается в ту же сторону, что и рабочая часть $\dot{I} - Q$ -характеристики.

Особенностью характеристики мощности на валу машин осевого типа является значительное превышение мощности холостого хода над номинальной мощностью (кривая D на рис. 4). Поэтому в отличие от центробежных машин, пуск осевых машин при закрытой задвижке на напорном трубопроводе недопустим.

Изменение частоты вращения лопастных насосов и вентиляторов приводит к изменению их главных рабочих характеристик. При любой частоте вращения характеристику можно получить путем пересчета $\dot{I} - Q$ -характеристики, снятой при частоте вращения n_1 на частоту вращения n_i с помощью так называемых формул пропорциональности. При неучете изменения объемного и гидравлического КПД лопастных машин с изменением частоты вращения эти формулы имеют следующий вид [3]:

$$\frac{Q_i}{Q_1} = \frac{n_i}{n_1} \quad (1)$$

и

$$\frac{H_i}{H_1} = \left(\frac{n_i}{n_1} \right)^2 \quad (2)$$

Решая (1) и (2) относительно Q_i и H_i , получим:

$$Q_i = Q_1 \frac{n_i}{n_1}; \quad H_i = H_1 \left(\frac{n_i}{n_1} \right)^2 = H_1 \frac{Q_i^2}{Q_1^2} \quad (3)$$

Таким образом, при изменении частоты вращения лопастных насосов (вентиляторов) перемещение любой точки $\dot{I} - Q$ -характеристики происходит по параболе, вершина которой находится в начале координат (см. пунктирные линии на рис. 5). Обычно такие параболы называют линиями пропорциональности.

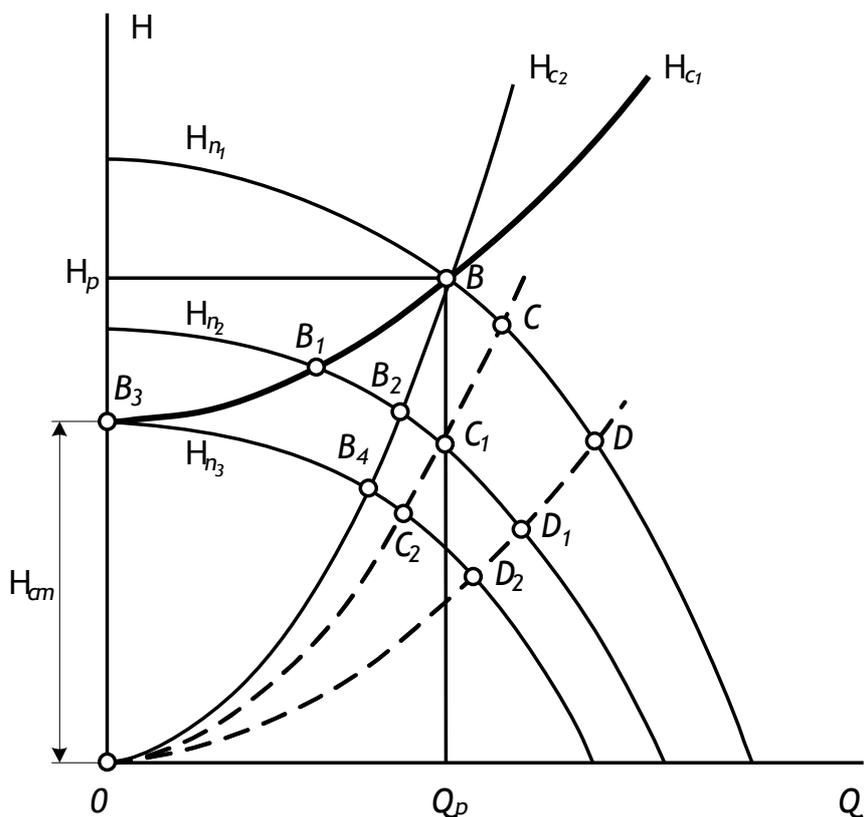


Рис. 5. Изменение главной рабочей характеристики насоса (вентилятора) и положения рабочих точек при изменении частоты вращения.

Производительность насоса (вентилятора) при заданной частоте вращения определяется не только его главной характеристикой, но и свойствами трубопроводной сети, на которую он работает. В общем случае насос (вентилятор) должен создать напор, достаточный для:

повышения давления от p_1 (в резервуаре на стороне всасывания) до p_2 (в резервуаре на стороне нагнетания);

подъема жидкости (газа) на высоту $\dot{I}_{\tilde{a}}$, равную разности геодезических высот между уровнями жидкости или точками измерения давления в резервуарах;

увеличения скорости движения жидкости (газа) соответственно от v_1 до v_2 (скорости v_1 и v_2 измеряются в тех же точках, что и давление);

покрытия потерь напора $\Delta \dot{I}$ в подводящем и напорном трубопроводах, обусловленных гидравлическим сопротивлением.

Если давления p_1 и p_2 выражены в паскалях, то требуемый напор $\dot{I}_{c.}$, м, который определяется трубопроводной системой, равен [3]:

$$H_{\tilde{n}} = H_{\tilde{a}} + \frac{\delta_2 - \delta_1}{g \gamma \rho} + \frac{v_2^2 - v_1^2}{2 \gamma g} + \Delta H, \quad (4)$$

где $g = 9,81 \text{ м/с}^2$ – ускорение свободного падения; ρ – плотность жидкости (газа), кг/м^3 .

Выражение (4) называется **характеристикой трубопровода**. Первое и второе слагаемые этого выражения не зависят от скорости движения жидкости (газа), поэтому определяемый ими напор $H_{\tilde{a}} + (\check{\sigma}_2 - \check{\sigma}_1) / (g \check{\rho}) = H_{\tilde{n}\check{o}}$ называется **статическим**. Третье и четвертое слагаемые зависят от скорости движения жидкости (газа), поэтому соответствующий напор $(v_2^2 - v_1^2) / (2 \check{\rho} g) + \Delta H = H_{\tilde{a}\tilde{e}\tilde{i}}$ называется **динамическим**. Таким образом, характеристику трубопроводной сети можно представить так:

$$(5) \quad H_{\tilde{n}} = H_{\tilde{n}\check{o}} + H_{\tilde{a}\tilde{e}\tilde{i}} .$$

В осях $\dot{I} - Q$ характеристика трубопроводной сети представляет собой кривую, отсекающую на оси ординат отрезок $H_{\tilde{n}\check{o}}$ (см. кривую $H_{\tilde{n}1}$ на рис. 5).

При турбулентном движении жидкости (газа) суммарные потери напора в подводящем и напорном трубопроводах с достаточной точностью можно считать пропорциональными квадрату скорости движения жидкости (газа) и, следовательно, квадрату подачи:

$$\Delta H = k \check{\rho} Q^2, \quad (6)$$

где k – коэффициент пропорциональности или характеристический коэффициент трубопровода (сети) [3].

Скорости движения жидкости (газа) в резервуарах на сторонах всасывания и нагнетания в большинстве случаев очень малы, поэтому с учетом (6) выражение (4) можно представить в следующем виде:

$$H_{\tilde{n}} = H_{\tilde{n}\check{o}} + k \check{\rho} Q^2. \quad (7)$$

Влияние отдельных слагающих выражения (7) и, соответственно, (4) различно в зависимости от назначения машины. Например, у питательных насосов основным является первое слагаемое, так как таким насосам приходится преодолевать большое противодействие пара в котле.

Если и на стороне всасывания, и на стороне нагнетания резервуары с жидкостью находятся под атмосферным давлением (например, в системе водоснабжения), то второе слагаемое в формуле (4), определяемое разностью давлений воздуха в конце и начале трубопроводной системы, весьма мало и им можно пренебречь.

Для вентиляторов, подающих воздух при атмосферном давлении, статический напор равен нулю, так как вследствие изменения барометрического давления составляющие статического напора всегда

численно равны и противоположны по знаку. Поэтому характеристика сети в этом случае представляет собой параболу, проходящую через начало координат (кривая $H_{\tilde{n}2}$ на рис. 5).

При установившемся режиме работа насоса (вентилятора) мощность, передаваемая потоку жидкости (газа) машиной, равна мощности, расходуемой в трубопроводной сети. Очевидно, равенство этих мощностей соблюдается только в точке пересечения $\dot{I} - Q$ -характеристики насоса (вентилятора), соответствующей заданной частоте вращения (кривая H_{n1} на рис. 5), с характеристиками сети (кривые $H_{\tilde{n}1}$ и $H_{\tilde{n}2}$). Таким образом, точка B , в которой пересекаются указанные характеристики, полностью определяет установившийся режим работы насоса (вентилятора) – его напор H_p , расход Q_p , мощность на валу P_p и КПД η_p . Эта точка должна лежать на рабочем участке $\dot{I} - Q$ -характеристики машины и называется *рабочей*.

Изменение частоты вращения насоса (вентилятора) приводит к смещению точки пересечения его $\dot{I} - Q$ -характеристики с характеристикой трубопроводной сети и к изменению напора, подачи, мощности на валу и КПД машины. Это смещение зависит не только от степени изменения частоты вращения и характеристики машины, но и от характеристики трубопроводной сети, в частности от статического напора: чем больше статический напор, тем быстрее снижается производительность машины при уменьшении ее частоты вращения. Это следует, например, из сравнения абсцисс точек B_1 и B_2 , в которых главная рабочая характеристика машины, построенная для частоты вращения $n_2 < n_1$ (кривая H_{n2}) пересекается с характеристиками трубопроводной сети соответственно при $H_{\tilde{n}0} \neq 0$ (кривая $H_{\tilde{n}1}$) и $H_{\tilde{n}0} = 0$ (кривая $H_{\tilde{n}2}$). При значительных статических напорах, характерных, в частности, для питательных насосов, даже сравнительно небольшое уменьшение частоты вращения машины приводит к резкому снижению ее производительности или даже полному прекращению подачи жидкости. Последнее имеет место, если в результате снижения частоты вращения машины ее $\dot{I} - Q$ -характеристика не пересекается с характеристикой сети (см. кривые H_{n3} и $H_{\tilde{n}1}$ на рис. 5), т. е. если напор, развиваемый машиной, оказывается равным статическому или меньше его.

Соотношение моментов на валу насоса или вентилятора при частотах вращения n_1 и n_2 определяется следующим выражением:

$$\frac{M_i}{M_1} = \frac{P_i/\omega_i}{P_1/\omega_1} = \frac{Q_i \psi H_i \psi \eta_1}{Q_1 \psi H_1 \psi \eta_i} \frac{n_1}{n_i}, \quad (8)$$

или, если принять во внимание (7),

$$\frac{M_i}{M_1} = \frac{Q_i \psi(H_{\tilde{n}0} + k \psi Q_i^2) \psi_{11} \psi_{11} n_1}{Q_1 \psi(H_{\tilde{n}0} + k \psi Q_1^2) \psi_i n_i} \quad (9)$$

В частном случае, когда статический напор равен нулю, подача и частота вращения лопастной машины связаны соотношением (1), поэтому выражение для механической характеристики принимает вид

$$\frac{M_i}{M_1} = \frac{\eta_{11} \psi_{11} n_1^2}{\eta_i \psi_i n_i} \quad (10)$$

Таким образом, лишь при отсутствии статического напора и небольших изменениях частоты вращения лопастной машины, когда изменение ее КПД незначительно, механическую характеристику в первом приближении можно считать параболической. При наличии же статического напора момент на валу машины является сложной функцией этого напора и частоты вращения, так как подача не пропорциональна частоте вращения и зависит от статического напора.

Чтобы получить механическую характеристику лопастной машины, работающей при статическом напоре, необходимо:

1) на главной характеристике машины, соответствующей номинальной частоте вращения, выбрать ряд точек и, используя формулы (3), найти координаты соответствующих точек при других частотах вращения;

2) по этим точкам построить $\dot{I} - Q$ -характеристики при разных частотах вращения;

3) построить характеристику трубопроводной сети, предварительно выбрав характеристический коэффициент k в (7) таким, чтобы характеристика сети проходила через точку оптимального режима главной характеристики машины, построенной при номинальной частоте вращения;

4) найти точку пересечения характеристики трубопроводной сети с $\dot{I} - Q$ -характеристиками машины при разных частотах вращения и определить соответствующие значения подачи и напора машины;

5) для выбранных частот вращения и найденных в п. 4 значениях подачи найти КПД машины;

6) по найденным в п.п. 4 и 5 значениям подачи, напора и КПД машины определить, используя формулу (9), моменты на ее валу, соответствующие разным частотам вращения.

Полученные таким образом механические характеристики для насоса центробежного типа при $H_{\tilde{n}0}/H_{i11} = 0,5$ и $H_{\tilde{n}0}/H_{i11} = 0,9$ приведены на рис. 6. Там же приведена механическая характеристика при $H_{\tilde{n}0}/H_{i11} = 0$, полученная с помощью выражения (10) в предположении, что при любом изменении частоты вращения машины ее КПД не изменяется.

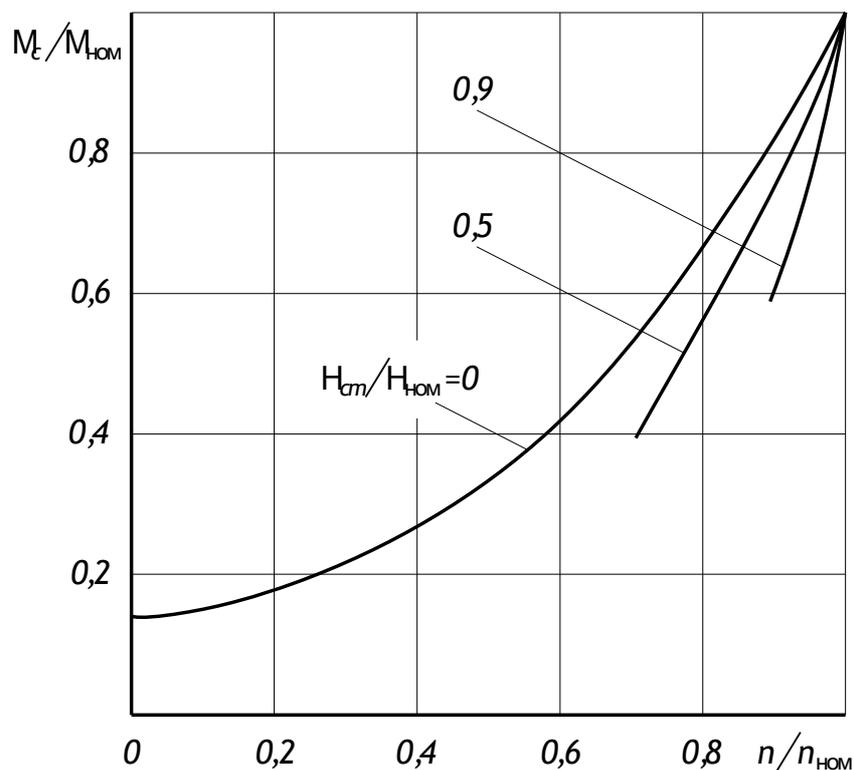


Рис. 6. Механические характеристики насоса центробежного типа при разных значениях статического напора.

Кривые показывают, что с увеличением статического напора существенно возрастает крутизна механической характеристики и уменьшается длина участка, отвечающего производительной работе машины (обрыв кривых означает прекращение подачи жидкости или газа), поэтому значительно уменьшается допустимое снижение частоты вращения.

На тепловых электростанциях с большим статическим напором работают питательные насосы. Поэтому при снижении частоты вращения они резко уменьшают подачу питательной воды в котлы.

Лекция 5. Рабочие машины с не зависящей от частоты вращения механической характеристикой

В системе с.н. тепловых электрических станций, работающих на пылеугольном топливе, имеется значительная группа рабочих машин, предназначенных для приготовления и транспорта топлива. Эти машины существенно отличаются друг от друга конструктивно, работают с разными частотами вращения и т. д. Однако большинство таких машин (дробилки, мельницы, питатели, краны, конвейеры, транспортеры, шнеки и др.) имеют практически не зависящую от частоты вращения механическую характеристику [3].

Регулирование производительности рабочих машин системы собственных нужд

Производительность значительной части рабочих машин системы с.н. электростанций не остается постоянной. Это связано с изменением нагрузки станций и соответствующим изменением производительности котлов ТЭС и мощности, развиваемой турбинами. В ряде случаев необходимость регулирования производительности рабочих машин системы с.н. связана также с изменением внешних условий. Так, например, производительность циркуляционных насосов зависит не только от нагрузки турбин, но и от температуры охлаждающей воды; производительность сушильных и мельничных вентиляторов определяется как нагрузкой котлов, так сортом и влажностью топлива и т. д.

Изменение производительности лопастных машин, т. е. изменение положения точки пересечения $\dot{I} - Q$ -характеристики насоса (вентилятора) с характеристикой трубопроводной системы, может быть осуществлено или изменением главной характеристики машины, или изменением характеристики трубопроводной системы. Поэтому возможны различные способы регулирования производительности лопастных насосов и вентиляторов. Так, для машин *центробежного типа* применяют:

- дроссельное регулирование, т.е. регулирование задвижкой при неизменной частоте вращения приводного двигателя и рабочей машины;
- регулирование изменением частоты вращения насоса (вентилятора);
- регулирование с помощью лопаточного отвода (направляющего аппарата) – только для вентиляторов;
- комбинированное регулирование, т.е. регулирование изменением частоты вращения в совокупности с дросселированием или регулированием с помощью направляющего аппарата.

Регулирование производительности *машин осевого типа* обычно осуществляют:

- изменением частоты вращения;
- поворотом лопастей рабочего колеса;
- с помощью лопаточного отвода (направляющего аппарата) – только для вентиляторов.

Выбор способа регулирования производительности определяется требованиями в отношении плавности и пределов регулирования, экономичности, надежности работы регулирующих устройств в различных условиях (как нормальных, так и аварийных), возможности применения сравнительно простых способов дистанционного управления. На выбор способа регулирования существенно влияют также тип электростанции, назначение и мощность рабочих машин и ряд других факторов. Например, для рабочих машин, установленных на тепловых электрических станциях, условие экономичности регулирования является одним из определяющих, так как уменьшение энергии, затрачиваемой на привод рабочих машин системы с.н.

тепловых электростанций, даже на доли процента дает значительный экономический эффект.

Дроссельное регулирование насосов центробежного типа осуществляют задвижкой (дросселем), установленным на напорном трубопроводе, а центробежных *вентиляторов* – дросселем, установленным на подводящем трубопроводе. При закрытии дросселя характеристический коэффициент сети k , входящий в уравнение (7), увеличивается, характеристика сети становится более крутой (см. кривую $H_{\tilde{n}2}$ на рис. 7) и рабочая точка машины, определяемая пересечением характеристики сети с главной рабочей характеристикой насоса (вентилятора), перемещается по последней из точки B в сторону уменьшения расхода (в точку B_1). Новой производительности Q_1 соответствует напор машины H_1 , хотя до закрытия дросселя для обеспечения же подачи достаточно был напор $H_{\check{y}}$ определяемый точкой $B_{\check{y}}$ на характеристике трубопроводной сети $H_{\tilde{n}1}$. Таким образом, разность напоров $H_1 - H_{\check{y}} = \Delta H_1$ представляет собой потерю напора (энергии) в дросселе. Очевидно, потеря мощности на дросселирование в долях мощности на валу машины, работающей в номинальном (оптимальном) режиме, составляет [3]

$$\frac{\Delta P}{P_{iii}} = \frac{Q_1 \psi_{\Delta H_1}}{Q_{iii} \psi_{H_{iii}}} \frac{\eta_{max}}{\eta_1} \quad (11)$$

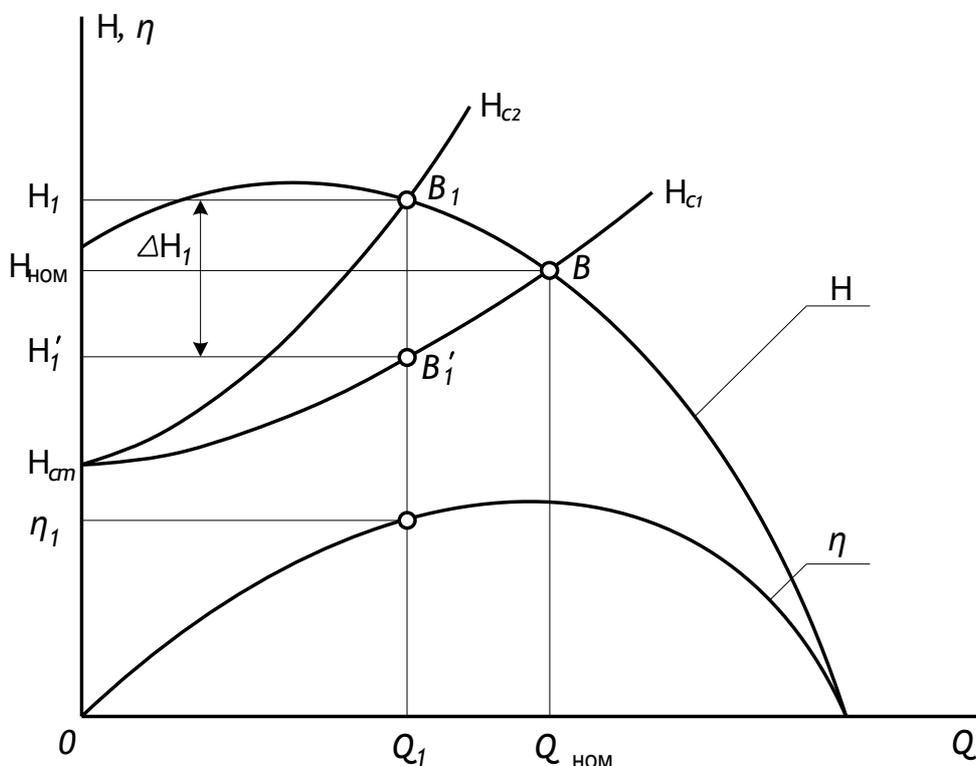


Рис.7. Изменение напора и подачи машины центробежного типа при дроссельном регулировании ее производительности.

С увеличением глубины такого регулирования возрастает потеря напора в дросселе и, следовательно, возрастают непроизводительные потери мощности. Эти потери особенно велики при отсутствии противодействия. Следовательно, дроссельное регулирование производительности машин центробежного типа весьма неэкономично. Однако благодаря своей простоте и отсутствию каких-либо дополнительных устройств (задвижка необходима не только для регулирования производительности, но и для отделения машины от трубопроводной сети в периоды остановок этой машины) такое регулирование получило широкое применение, особенно для машин небольшой производительности, приводимых в движение асинхронными электродвигателями с короткозамкнутым ротором.

Для машин осевого типа дроссельное регулирование не применяют, поскольку уменьшение их производительности путем использования этого способа регулирования обычно сопровождается существенным увеличением мощности на валу (см. характеристику мощности на рис. 4) и, следовательно, мощности, потребляемой приводным электродвигателем.

Изменение частоты вращения лопастной машины сопровождается соответствующим изменением ее главной рабочей характеристики и перемещением рабочей точки по неизменной характеристике сети (т.е. по кривым $H_{\tilde{n}1}$ или $H_{\tilde{n}2}$ на рис. 5). При этом отсутствуют потери напора в задвижке. Таким образом, регулирование производительности лопастных машин изменением их частоты вращения с точки зрения потерь мощности значительно экономичнее дроссельного, поэтому оно широко применяется для насосов и вентиляторов как центробежного, так и осевого типа.

Особенно большой эффект такое регулирование дает при отсутствии противодействия. Если при дроссельном регулировании производительности машины центробежного типа мощность на ее валу изменяется в соответствии с характеристикой мощности, построенной для номинальной частоты вращения, т.е. практически по линейному закону, то при регулировании изменением частоты вращения эта мощность в первом приближении (в предположении, что КПД машины остается неизменным при изменении ее подачи и частоты вращения) пропорциональна кубу производительности [3]:

$$\frac{P_1}{P_{i\tilde{i}\tilde{i}}} = \frac{Q_1 \sqrt[4]{H_1}}{Q_{i\tilde{i}\tilde{i}} \sqrt[4]{H_{i\tilde{i}\tilde{i}}}} \frac{\eta_{\tilde{i}}^{max}}{\eta_{\tilde{i}}} \approx \frac{\eta_{\tilde{i}}^{max}}{\eta_{\tilde{i}}} \frac{Q_1^3}{Q_{i\tilde{i}\tilde{i}}^3}, \quad (12)$$

где $\eta_{\tilde{i}}$ – КПД насоса (вентилятора) при частоте вращения n_1 и производительности Q_1 .

Регулирование частоты вращения лопастных машин может быть осуществлено или с помощью электродвигателей, способных изменять частоту вращения, или с помощью вариаторов частоты вращения, включаемых между

валом электродвигателя и валом приводимой машины: гидромуфт, электромагнитных муфт скольжения и т. д.

Гидромуфта состоит из двух полумуфт (рис. 8), одна из которых насаживается на вал электродвигателя, а другая – на вал рабочей машины. Каждая полумуфта имеет вид чаши и с внутренней стороны снабжена радиальными перегородками. Образующие при этом полости заполнены жидкостью. При работе агрегата вал электродвигателя вращается быстрее вала рабочей машины, поэтому на частицы жидкости, находящиеся в различных полумуфтах, но одинаково удаленные от оси вращения, действуют неодинаковые центробежные силы: в ведущей полумуфте они больше, чем в ведомой. В результате этого жидкость циркулирует между полумуфтами (в ведущей она движется в направлении от оси вращения, а в ведомой – в противоположном направлении). Движущиеся массы жидкости развивают силы Кориолиса, которые давят на радиальные перегородки и тем самым приводят ведомую полумуфту и рабочую машину во вращение. Разница в частотах вращения ведущей и ведомой полумуфт зависит от количества жидкости, прогоняемой через муфту, которое можно менять в широких пределах.

Гидромуфты способны обеспечить плавное изменение частоты вращения рабочих машин. Однако применение гидромуфт целесообразно только при больших мощностях рабочих машин, высоких частотах вращения и неглубоком регулировании производительности, т.к. стоимость гидромуфт высока, а их КПД уменьшается с уменьшением частоты вращения рабочей машины, поскольку в установившемся режиме $M_c = M$ и

$$\eta_M = \frac{P_c}{P} = \frac{M_c \omega_c}{M \omega} = \frac{n_c}{n}, \quad (13)$$

где P_c и P – мощности на валу, соответственно рабочей машины и электродвигателя; n_c и n – частоты вращения рабочей машины и электродвигателя.

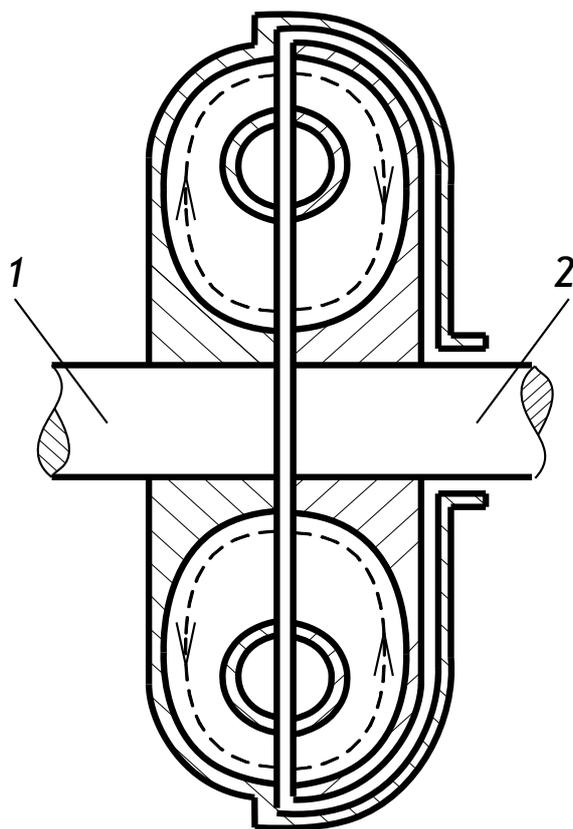


Рис.8. Принцип работы гидромufты:
1 – вал электродвигателя, 2 – вал рабочей машины.

Электромагнитная муфта состоит двух основных частей – якоря, напоминающего ротор асинхронного электродвигателя, и цилиндрического электромагнита. Последний имеет полюсы, возбуждаемые постоянным током, и отделен от якоря воздушным зазором. Одна из частей муфты крепится на валу двигателя, а другая – на валу рабочей машины. При вращении ведущей части муфты магнитное поле электромагнита пересекает якорь и наводит в нем токи. В результате взаимодействия магнитного поля, созданного этими токами, и магнитного поля электромагнита создается электромагнитный момент, под действием которого ведомая часть муфты и рабочая машина приходят во вращение. Частота этого вращения зависит от тока возбуждения якоря, вследствие чего ее можно изменять в широких пределах.

Электромагнитные муфты позволяют обеспечить регулирование частоты вращения рабочих машин в широких пределах, однако имеют сравнительно низкий КПД [3].

Комбинированное регулирование производительности машин центробежного типа широко используется на тепловых электростанциях [3]. В этом случае в качестве приводных двигателей используют двухскоростные асинхронные двигатели, позволяющие осуществлять ступенчатое регулирование частоты вращения и, следовательно, производительности машин, а плавное регулирование в относительно небольших пределах производят задвижкой или направляющим аппаратом.

Регулирование производительности машин осевого типа поворотом лопастей рабочего колеса позволяет, как было показано выше, существенно изменять подачу насосов (вентиляторов), сохраняя КПД машин близким к максимальному. Однако осевые машины, имеющие устройство для поворота лопастей на ходу, конструктивно достаточно сложны и сравнительно дороги. Поэтому их применение оправдано только при больших мощностях машин [3].

Лопаточные отводы (направляющие аппараты), устанавливаемые на входе в рабочее колесо лопастных машин, широко используют для регулирования производительности вентиляторов как центробежного, так и осевого типа. Регулирование с помощью лопаточных отводов даже для вентиляторов центробежного типа экономичнее дроссельного [3]. Это объясняется зависимостью удельной энергии, передаваемой потоку газа в лопастном вентиляторе, от угла входа потока на лопасти. Лопаточный отвод закручивает поток, поступающий на рабочее колесо, и изменяет $\dot{I} - Q$ -характеристику вентилятора (рис. 9, где $\dot{I} - Q$ -характеристики вентилятора центробежного типа при разных положениях лопаток направляющего аппарата обозначены H_I , H_{II} и H_{III}). При данной характеристике трубопроводной сети изменение главной характеристики вентилятора приводит к смещению рабочих точек (точки B_1 , B_2 и B_3 на рис. 9) и соответствующему изменению производительности вентилятора. Разным положениям лопаток направляющего аппарата соответствуют и разные характеристики мощности на валу (кривые P_I , P_{II} и P_{III}), поэтому при снижении производительности лопастной машины от Q_1 до Q_3 с помощью направляющего аппарата мощность на валу уменьшается не в соответствии с исходной характеристикой мощности P_I , как при дроссельном регулировании, а по кривой, соединяющей точки A_1 , A_2 и A_3 разных характеристик мощности (на рис. 9 эта кривая показана пунктиром), т. е. существенно быстрее.

Регулирование производительности насосов центробежного типа с помощью направляющего аппарата существенного выигрыша в потерях мощности по сравнению с дроссельным регулированием не дает, так как поворот лопаток направляющего аппарата таких насосов (лопатки, так же как и дроссели, могут быть установлены только на выходе из насоса во избежание возникновения явления кавитации) в большинстве случаев не изменяет характеристику мощности насосов. Поэтому такое регулирование производительности насосов не получило распространения [3].

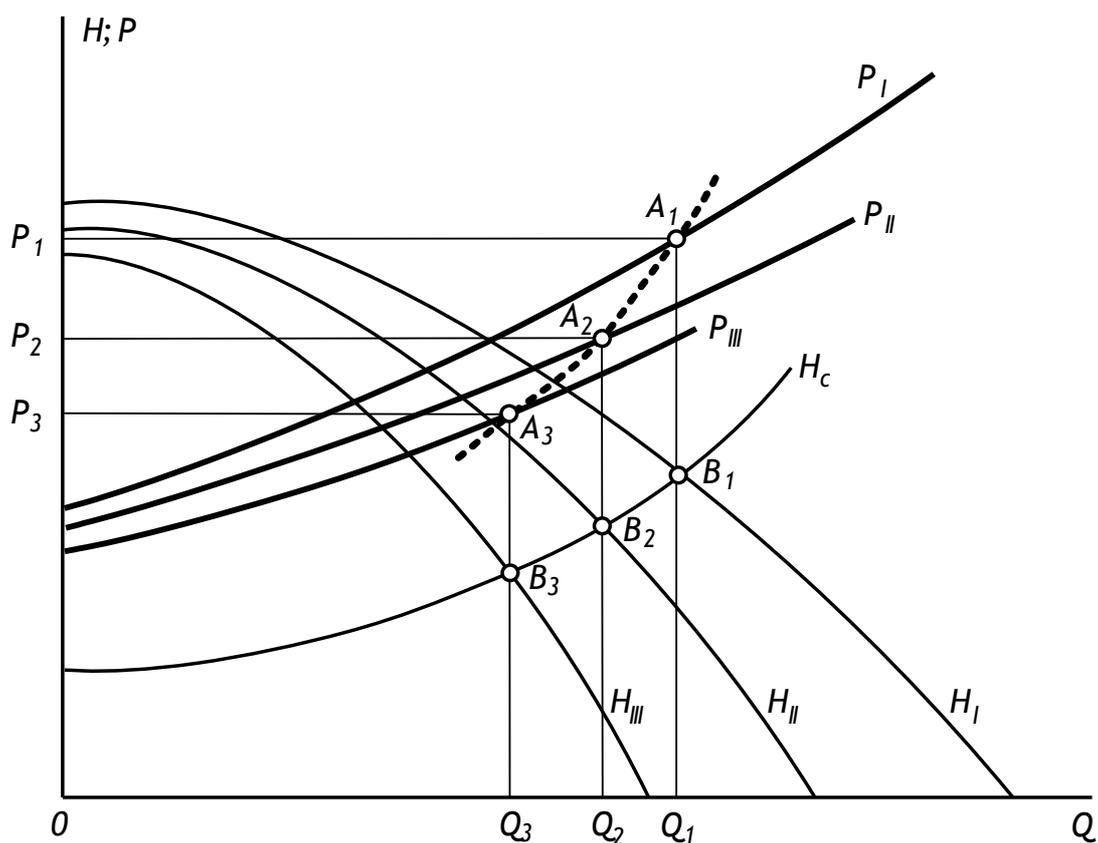


Рис.9. Изменение напора и мощности на валу вентилятора центробежного типа при регулировании производительности с помощью направляющего аппарата.

Лекция 6. Электродвигатели механизмов собственных нужд

В качестве привода ответственных механизмов собственных нужд энергоблоков тепловых электростанций используются в основном асинхронные двигатели высокого напряжения мощностью от 200 до 8000 кВт, частотой вращения 300-3000 об/мин, напряжением 6 кВ непосредственно на площадке ТЭС и 10 кВ – на удаленных объектах (например, береговых насосных станциях). По мере развития регулируемого привода находят применение двигатели с фазным ротором. В частности, они применяются для привода мельниц-вентиляторов и тягодутьевых механизмов.

Синхронные двигатели в системе с.н. не получили широкого распространения и устанавливаются главным образом для привода шаровых мельниц и поршневых компрессоров. Для приводов малой мощности (до 200 кВт) применяются серийные АД напряжением 0,4 кВ различных исполнений, в том числе взрывозащищенного. Применение двигателей постоянного тока ограничивается мощностью до 20 кВт. Краткие характеристики собственных нужд блоков некоторых крупных ТЭС приведены в табл. 4.

До недавнего времени комплектация механизмов осуществлялась асинхронными двигателями общепромышленного назначения. Несоответствие этих двигателей изменившимся условиям эксплуатации проявилось в конце 70-х годов, когда тепловые электростанции с блоками 165-320 МВт начали эксплуатироваться в маневренных режимах. Частые пуски, изменения частоты вращения двухскоростных машин, повышенные моменты инерции многих механизмов, изменение условий работы двигателей потребовали создания новых двигателей, предназначенных для эксплуатации в условиях ТЭС. На основании опыта эксплуатации электродвигателей в различных условиях и режимах филиал ВНИИЭлектромаша по крупным электрическим машинам (ЦПКТБ КЭМ), ВНИИЭ, производственное объединение «Союзтехэнерго» и

Таблица 4

Основные механизмы собственных нужд блоков мощностью 200 – 1200 МВт тепловых электростанций

Мощность блока, МВт	Вид топлива	Мощность ТСН, МВА		Количество механизмов собственных нужд и мощность электродвигателей, МВт							
				Углеразмольные мельницы (М) и дробилки (Д)	Тягодутьевые механизмы			Насосы			
					Дымососы	Дутьевые вентиляторы	Дымососы рециркуляции газов	Питательные		Конденсатные	Циркуляционные
Рабочего	Резервного	Рабочие	Резервные								
200	Уголь	32	63	Шаровые М 6х2000	2† $\frac{1500}{850}$	2† $\frac{1100}{625}$	2† 250	ПЭН: 2х5000 или 3х4000	Нет, или ПЭН 1х4000	3† 250	2† 1700
200	Газ	32	63	Нет	2† $\frac{1500}{850}$	2† $\frac{630}{300}$	2† 250			3† 250	2† 1700
300	Уголь	32	63	М-вентиляторы 8х630	2† 3200	2† $\frac{1250}{725}$	2† 500	ПТН 1	ПЭН 1х8000	3† 320	2† $\frac{4000}{2500}$
300	Газ	32	63	Нет	2† $\frac{1400}{600}$	2† $\frac{800}{400}$	2† 320	ПТН 1	ПЭН 1х8000	3† 500	2† $\frac{1000}{500}$
500	Уголь	40	63	Молотковые М 6х1250	2† 3200	2† 500	2† 320	ПТН 2	ПТН 1	3† 1250	2† 1600
800	Уголь	40	63	Среднеходовые М 7х2000	2† 5000	2† 5000 2† 2500	2† 1600	ПТН 3	ПТН 2	3† 1000 3† 400	2† $\frac{4000}{2500}$
800	Газ	40	63	Нет	2† 3200	Нет	2† 1250	ПТН 3	ПТН 2	3† 800 3† 400	2† 1600

1200	Газ	40	63	Нет	2† 3150	Нет	2† 1250 2† 800	ПТН 3	ПТН 2	3† 1250 3† 400	2† $\frac{4000}{2500}$
------	-----	----	----	-----	---------	-----	-------------------	-------	-------	-------------------	------------------------

Примечание: В числителе указана мощность на второй частоте вращения, в знаменателе – на первой.

другие организации разработали единые технические требования к новым асинхронным двигателям высокого напряжения для собственных нужд ТЭС [7]. Требования учитывают как отечественный, так и зарубежный опыт, а также рекомендации СИГРЭ и распространяются на вновь разрабатываемые и подлежащие модернизации трехфазные асинхронные двигатели (АД) с короткозамкнутым ротором мощностью 200 кВт и выше, напряжением 1000 В и выше, односкоростные и двухскоростные для привода механизмов с.н. ТЭС. В них учитываются климатическое исполнение, категория размещения, способ охлаждения, температура охлаждающего воздуха (1–45°C) и воды (5–33°C). Специально указывается, что двигатели для механизмов котельной, топливоподачи, гидрозолоудаления и основных насосов турбинного отделения должны иметь степень защиты от попаданий внутрь оболочки влаги и твердых частиц (пыли) не ниже IP44. При этом коробка выводов должна иметь степень защиты IP55.

Значительно усилены требования по количеству пусков двигателей. За срок службы двигателя мощностью до 5 МВт включительно должны допускать 10 тыс. пусков, а свыше 5 МВт – 7500 пусков. При этом за календарный год двигатели должны допускать не менее следующего количества пусков:

- питательные насосы 400 – 700;
- прочие насосы 300 – 500;
- тягодутьевые механизмы 500 – 700;
- механизмы топливоприготовления 800 – 1000;
- механизмы топливоподачи до 2500.

В связи с необходимостью повышения надежности работы двигателей при перерывах питания введено требование о допустимости повторной подачи питания через интервал времени до 2,5 с при векторной сумме остаточного напряжения на шинах с.н. и резервном источнике питания, равной 1,5 номинального. Оговорено количество таких режимов.

Остановившись на конструкции двигателей, следует прежде всего отметить, что первостепенная роль отводится изоляционным системам. Изоляция обмотки статора выполняется термореактивной не ниже класса В по нагревостойкости, а для двигателей с диаметром статора до 2000 мм рекомендуется применение изоляции с вакуум-нагнетательной пропиткой термореактивными связующими обмотанного статора (например, «Монолит-2»).

Новые требования выдвигаются к конструкции коробок выводов. Для возможности подвода питающего кабеля с любой из четырех сторон она должна допускать установку с поворотом на $\pm 90^\circ$ или на 180° . Конструкция коробки выводов должна быть безопасной для обслуживающего персонала при протекании тока КЗ 40 кА длительностью 0,5 с и при ударном токе 128 кА. Коробка выводов должна быть разъемной для отгибания питающего кабеля вместе с кабельной муфтой на время испытаний.

Подшипниковый узел новых двигателей должен допускать пополнение и удаление смазки на ходу. Такие конструкции широко применяются за рубежом и в отечественных двигателях специального назначения. Повышены требования к контролю теплового состояния двигателя. В комплект поставки двигателя

входят системы термодатчиков и измерительных устройств, которые позволяют получить подробную картину теплового состояния двигателя и должны быть пригодны для подключения к автоматическим системам контроля. Новым является требование проведения заводом-изготовителем ресурсных испытаний опытных образцов двигателей на допустимое число пусков.

Указанные технические требования явились основой для разработки новых и модернизации ранее выпускавшихся АД напряжением 6 и 10 кВ для собственных нужд ТЭС. В 1985–1988 гг. был начат выпуск двигателей серий ДАЗО4-560, АД4, АДО и др.; были модернизированы серии ДАЗО4-400 и ДАЗО4-450, АО2-21. В настоящее время выявилась необходимость дальнейшего ужесточения требований к оболочке двигателей. Например, опыт показал, что в условиях применения гидроуборки в помещениях и на территории топливоподачи и пылеприготовления требуется применение двигателей со степенью защиты IP55. Такое исполнение имеют некоторые АД 6 кВ новой единой серии, производство которой начато в 1991 – 1992 гг. В единую серию войдут асинхронные двигатели мощностью 200-5000 кВт с частотой вращения 500-1650 об/мин, на 50 и 60 Гц, с горизонтальным и вертикальным валом, одно- и двухскоростные, с короткозамкнутым и фазным роторами.

В приложении приведены технические характеристики асинхронных электродвигателей напряжением 6 кВ (табл. П.1) и 10 кВ (табл. П.2), выпускаемых заводами электротехнической промышленности в настоящее время, а также разрабатываемых АД (табл. П.3 и П.4).

Рассмотрим подробнее особенности некоторых АД 6 и 10 кВ собственных нужд ТЭС.

Для привода большой группы горизонтальных насосов – питательных, бустерных, сетевых, конденсатных, а также насосов кислотной промывки – используются асинхронные короткозамкнутые турбодвигатели серии АДД2 мощностью 315–8000 кВт на 3000 об/мин.

Электродвигатели серии АДД2 имеют два исполнения: защищенное со степенью защиты оболочками IP23 для двигателей мощностью 315 – 1600 кВт и закрытое со степенью защиты IP44 для двигателей всех указанных мощностей. В этих двигателях применена терморезистивная изоляция обмотки статора типа «Монолит-2» по нагревостойкости класса В. Для привода пускорезервных питательных насосов энергоблоков мощностью 300 МВт используются двигатели типа АВ-8000/6000 и 2АВ-8000/6000 мощностью 8000 кВт той же базовой серии АДД. Эти двигатели имеют сложную водяную систему охлаждения статора и обмотки ротора.

В настоящее время производство двигателей серии АДД2 прекращено. Новая серия АДД4 [1] полностью заменяет номенклатуру двигателей АДД2 (АДД). Основными преимуществами серии АДД4 являются: повышенный КПД (в среднем на 0,2%), меньшая масса (на 30%), меньший расход воды на охлаждение (на 25%), большее допустимое число пусков (до 10000) за срок службы и т.д. Двигатели АДД4 получили широкое распространение как на ТЭС,

так и в различных отраслях народного хозяйства. Они полностью отвечают требованиям [7].

В настоящее время выпускаются двигатели АТД4 следующих разновидностей: номинальная мощность – от 315 до 8000 кВт, номинальное напряжение – 3,6; 6,6 и 10 кВ, частота сети – 50 и 60 Гц, климатическое исполнение – для умеренно-холодного (УХЛ4) и тропического (Т4) климата. Как и двигатели АТД2, они имеют закрытое (тип 4А3М) или защищенное (тип 4АРМ) исполнение. Начат выпуск двигателей, предназначенных специально для механизмов с большим моментом инерции (4А3Т). Двигатели, имеющие в обозначении букву А, предназначены для использования на АЭС, букву С перед обозначением климатического исполнения – для частоты 60 Гц. Технические характеристики двигателей приведены в приложении (6 кВ – в табл. П.1, 10 кВ – в табл. П.2). Допустимое число пусков за срок эксплуатации зависит от момента инерции приводимого механизма. В табл. П.1 и П.2 для двигателей серии АТД4 указано два значения предельного момента инерции механизма. При значении, указанном в числителе, количество пусков за весь срок службы не должно превышать 3000, в знаменателе – 10000 для насосной группы механизмов при мощности до 5000 кВт и 7500 – при мощности 6300 и 8000 кВт (при допустимом числе пусков в год соответственно 700 и 300). Двигатели 4А3Т допускают до 1000 пусков за срок службы.

Двигатели не имеют цельного корпуса. Сердечник статора снабжен разъемным кожухом. Обмотка статора – катушечная, двухслойная с изоляцией типа «Монолит-4», выполненной из стеклослюденитовых лент на терморезистивном связующем. По нагревостойкости изоляция соответствует классу F, но используется в большинстве двигателей с допустимым перегревом по классу В. Стержни короткозамкнутой обмотки ротора для обеспечения требуемого числа пусков выполнены из профильной меди. У двигателей мощностью 500–1000 кВт короткозамкнутая обмотка литая алюминиевая.

В двигателях АТД4 применена новая система воздушного охлаждения статора и ротора с непосредственной многоструйной продувкой воздуха в зубцовой зоне обмотки статора по радиальным щелевым каналам. Вентиляция воздуха обеспечивается двумя встречными осевыми вентиляторами, расположенными симметрично на валу ротора.

Двигатели мощностью 500 кВт имеют радиально-тангенциальную нагнетательную систему вентиляции. Новая интенсивная воздушная система охлаждения по замкнутому циклу с использованием водовоздушных охладителей позволила значительно упростить конструкцию, отказаться от непосредственного водяного охлаждения ротора двигателей мощностью 8000 кВт, повысить эксплуатационную надежность и снизить затраты на техническое обслуживание. Одновременно достигнуто снижение нагревов в номинальном режиме, уменьшение расхода охлаждающей воды и увеличение срока службы двигателей с 20 до 25 лет.

Двигатели серии АТД4, как и АТД2, предназначены для механизмов с легкими условиями пуска, поэтому их пусковой момент невелик. Механическая

характеристика двигателя $\dot{I} = f(\omega)$ имеет снижение в зоне больших скольжений, где значение момента на 10-20% меньше начального пускового. Такая форма характеристики не оказывает заметного влияния на пуск и самозапуск насосных агрегатов.

Для привода турбокомпрессоров и механизмов с большими моментами инерции, имеющих частоту вращения 3000 об/мин, применяются также двигатели АЗО-450-2 (табл. П. 2.1).

В качестве привода ленточных транспортеров и мазутных насосов на мазутных станциях ТЭС применяются асинхронные двигатели взрывозащищенного исполнения типа ВАО и ВАО2. Подшипники двигателей имеют взрывозащитные уплотнения, а также конструкцию, позволяющую осуществлять пополнение и удаление смазки без разборки. Коробка выводов – стальная сварная со съемной кабельной муфтой и уплотняющим кольцом.

Для привода дымососов, дутьевых вентиляторов, молотковых дробилок, молотковых мельниц и мельниц-вентиляторов применяются закрытые обдуваемые асинхронные двигатели различных типов: ДАЗО и ДАЗО2 (одно- и двухскоростные), ДАЗО4 и АДО, АО2 (одно- и двухскоростные), DKR. Диапазон мощностей указанных двигателей – от 200 до 5000 кВт, частоты вращения – 500-1500 об/мин.

В начале 80-х годов заводами электротехнической промышленности освоено производство электродвигателей новой серии ДАЗО4 с высотой оси 400 и 450 мм, полностью заменивших ранее выпускавшиеся двигатели ДАЗО 12-го и 13-го габаритов. Продолжается освоение двигателей ДАЗО4-560, которые заменят всю оставшуюся номенклатуру односкоростных двигателей серии ДАЗО2. Для замены двухскоростных двигателей ДАЗО2 разрабатывается новая серия двигателей ДАДО.

Двигатели ДАЗО4, как и двигатели АТД4, имеют общепромышленное применение и полностью удовлетворяют требованиям для двигателей собственных нужд энергоблоков [7]. Двигатели разработаны на напряжения 6 и 10 кВ (см. приложение, табл. П.1 и П.2). *Условное обозначение типов двигателей, например ДАЗО4-400Х-4У1, означает следующее: двигатель асинхронный закрытый обдуваемый, 4-й серии, высота оси вращения вала 400 мм, Х – условная длина пакета статора, число полюсов – 4, для умеренного климата, категория размещения 1.*

Большую группу механизмов с.н. составляют вертикальные насосы различного типа, главным образом конденсатные и циркуляционные. Для привода таких насосов применяются двигатели с вертикальным валом мощностью 200–4000 кВт, 300–1500 об/мин, одно- и двухскоростные. В приложении (табл. П.1) приведены характеристики двигателей ДВДА2, ВА32, АВКА, АВСМ, АО4 и 4АОВ. Двигатели АВ, ВАН, ВА3, ВА32, ДВДА, ДВДА2, АО4 помимо ТЭС находят широкое применение на насосных станциях различного назначения. Двигатели АВК, АВКА, АВСМ являются двигателями специального назначения и применяются только на электростанциях. Двигатели

типа АВ113-4М (250 кВт, 6 кВ, 1500 об/мин) применяются с артезианскими насосами 24А-18х1-1 пожарного водоснабжения.

В вертикальных двигателях, как правило, применяется охлаждение способом самовентилиации по разомкнутому циклу с забором воздуха из машинного зала или фундаментной ямы и с выбросом воздуха через отверстия в корпусе статора или через водовоздушные охладители в машинный зал. В двигателях ДВДА используются вентиляторы радиального типа, расположенные на валу двигателя и прикрепленные к ротору.

Как уже отмечалось, для привода шаровых мельниц применяются синхронные двигатели. При этом используются двигатели типа СДМ 32-22-3460 УХЛ4 мощностью 1600 кВт, 100 об/мин и СДМ 32-22-41-4 УХЛ4, 2000 кВт, 100 об/мин, предназначенные для работы в закрытых помещениях. Запыленность окружающего воздуха должна быть не более 4 мг/м³. При большей запыленности двигатели работают под избыточным давлением с подпиткой чистым воздухом с запыленностью не более 2 мг/м³. Степень защиты двигателей – IP44. Возбуждение двигателей осуществляется от тиристорных возбуждателей типа ТЕ8-320/150Т-5У4 и ТЕ8-320/230Т, обеспечивающих автоматическое регулирование тока возбуждения, в том числе и в аварийном режиме.

Лекция 7. Схемы сети 6,3 кВ собственных нужд

Схемы электроснабжения установок с.н. ТЭС должны проектироваться и эксплуатироваться таким образом, чтобы в различных режимах, в том числе и в аварийных, обеспечивался определенный уровень надежности работы электростанции. Кроме того, должна быть обеспечена сохранность основного оборудования (котлов, турбин, генераторов и др.) при аварийном останове. Для обеспечения этих условий принимаются специальные меры. Шины распределителей 6,3 кВ собственных нужд ТЭС секционируются, причем электроснабжение каждой секции осуществляется не менее чем от двух питающих элементов. Ответственные механизмы, прекращение работы которых вызывает останов котлов или турбин, выполняются парными: один находится в работе, другой – в так называемом «горячем» резерве, т.е. может быть включен в работу автоматически в случае отказа первого. Питание электродвигателей таких механизмов осуществляется, как правило, от разных секций 6,3 кВ с.н. Некоторые механизмы оборудуются двухскоростными электродвигателями. Кроме того, электрические схемы с.н. должны обеспечивать самозапуск электродвигателей в аварийных режимах, а для приводов механизмов, обеспечивающих сохранность основного оборудования (маслонасосы смазки и уплотнения вала турбин, генераторов и т.п.), – наличие питания от независимого источника (дизель-генератора или аккумуляторной батареи) в режиме полного исчезновения переменного тока на ТЭС.

Необходимая надежность работы с.н. ТЭС обеспечивается также наличием на всех элементах электрической сети устройств релейной защиты (РЗ), отключающих с минимально возможным временем защищаемые элементы при

возникновении в них повреждений. Это предотвращает длительное понижение напряжения во всей сети собственных нужд, которое может приводить к затормаживанию неповрежденных электродвигателей и нарушению работы технологического оборудования электростанции. Той же цели служат устройства АВР, восстанавливающие питание на секциях с.н. при ошибочном или самопроизвольном отключении рабочего ввода или отключении его из-за повреждения.

На электростанциях с блочной схемой в тепловой и электрической частях на каждом блоке выполняются две секции собственных нужд 6,3 кВ, что позволяет при соответствующем распределении нагрузок между ними сохранить блок в работе при повреждении одной секции. В качестве рабочих питающих элементов применяются специальные трансформаторы собственных нужд (ТСН). В зависимости от вида топлива, на котором работает ТЭС, наличия или отсутствия генераторных выключателей, а также от мощности энергоблока мощность рабочих ТСН изменяется от 10 до 63 МВА. Рабочие ТСН присоединяются ответвлением к токопроводу между блочным трансформатором и генератором или между блочным трансформатором и генераторным выключателем. На ответвлении к ТСН выключатель не устанавливается. Для повышения надежности все рабочие ТСН присоединяются с помощью закрытых комплектных пофазных токопроводов, что значительно снижает вероятность возникновения междуфазных КЗ.

Каждый рабочий ТСН $\dot{Q}_{\delta\alpha\alpha}$ питает две секции с.н. 6,3 кВ BAI и BBI , причем у ТСН мощностью 10 и 16 МВА обе секции присоединяются к обмотке низшего напряжения (НН) 6,3 кВ через отдельные выключатели $Q_{\delta\alpha\alpha}$, называемые выключателями вводов рабочего питания (рис. 1), а у ТСН мощностью 25–63 МВА, которые выполняются с расщепленной обмоткой НН, вводы рабочего питания секций с.н. 6,3 кВ электрически не связаны (рис. 2). Использование ТСН с расщепленными обмотками значительно повышает надежность работы собственных нужд энергоблока, т.к. при КЗ на секции, питающейся от одной обмотки 6,3 кВ, напряжение на другой секции, питающейся от второй расщепленной обмотки, снижается не более чем на 3-7%, что практически исключает «опрокидывание» электродвигателей, питающихся от этой секции. Это объясняется тем, что параметры схемы замещения трансформатора, обмотка низшего напряжения которого расщеплена на n цепей, равны

$$x_B = x_{BH} \frac{3}{n} \left(1 - \frac{k_p}{2} \frac{U}{U_n} \right), \quad (1, a)$$

$$x_{HI} = \dots x_{Hn} = x_{BH} \frac{k_p}{2}, \quad (1, б)$$

где $k_p = x_{HH}/x_{BH}$ – коэффициент расщепления; x_{BH} – сопротивление между выводами обмоток ВН и НН1 (НН2); x_{HH} – сопротивление между выводами НН1 и НН2 расщепленной обмотки.

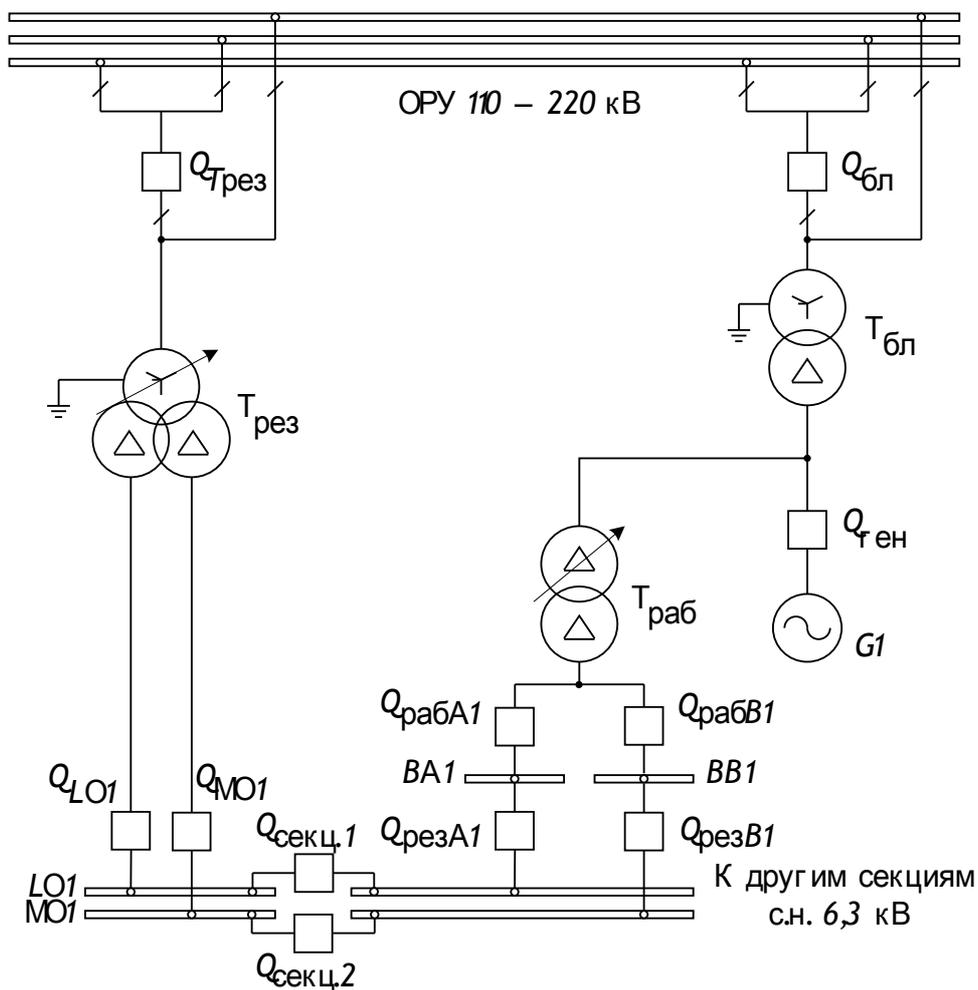


Рис. 1. Схема питания секций 6,3 кВ собственных нужд энергоблоков мощностью 60 – 200 МВт.

Трансформаторы с расщепленной обмоткой, выпускаемые в России, имеют $n = 2$ и $k_p = 3,5$ (ГОСТ 11677-85). Тогда при трехфазном металлическом коротком замыкании на шинах $BB1$ (рис. 1) напряжение на шинах $BA1$ равно

$$U_{BA1min} = U_0 = \frac{x_{H1} \sqrt{3} U_{i\hat{i}}}{x_{H1} + x_{\hat{A}}} = 0,93 \sqrt{3} U_{i\hat{i}} . \quad (2)$$

Соотношение (19) относится в равной мере к фазным и линейным напряжениям. Из сказанного следует также, что при изменении в широких пределах нагрузки на одной секции (например, при пусках и отключениях двигателей), напряжение на второй секции практически не меняется.

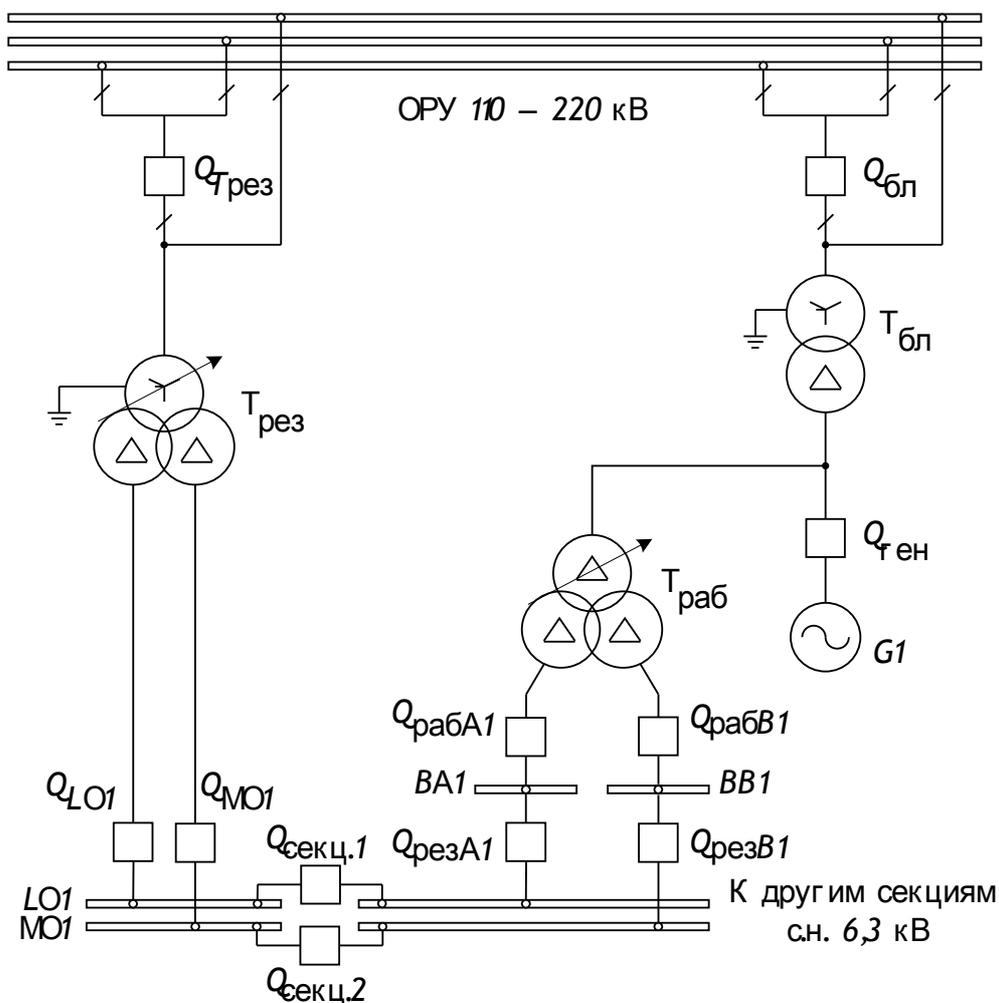


Рис. 2. Схема питания секций 6,3 кВ собственных нужд энергоблоков мощностью 200 – 1200 МВт.

Выключатели вводов резервного питания включены по схеме так называемого «явного резерва», т.е. нормально они отключены и включаются (автоматически или вручную) при отключении рабочего источника питания.

Каждый выключатель $Q_{\text{дв}}^{\text{рез}}$ подключен к соответствующей секции собственных нужд и к одной из магистралей резервного питания 6,3 кВ LO1 и MO1, которые запитываются от резервного трансформатора собственных нужд (РТСН) – рис. 32, 33.

В отличие от рабочих ТСН, имеющих схему соединения обмоток $\Delta / \Delta - 0$ при мощности 10 – 16 МВА и схему $\Delta / \Delta / \Delta - 0$ при мощности 25 – 63 МВА, РТСН на электростанциях с блоками 120 – 1200 МВт всегда устанавливают с расщепленными обмотками НН. Схема и группа соединения РТСН должна быть согласована со схемой и группой соединения рабочих трансформаторов. Это делается для того, чтобы обеспечить возможность кратковременной параллельной работы резервного трансформатора с одним из рабочих трансформаторов при переключениях. Например, для схем на рис. 1 и 2 обмотки ртсн должны быть соединены по схеме $Y / \Delta / \Delta - 11$.

Обмотка высшего напряжения (ВН) РТСН подключается, как правило, к сети, работающей с заземленной нейтралью (ОРУ 110 – 330 кВ электростанции или ВЛ 110 – 220 кВ). Для предотвращения повреждения электродвигателей от перенапряжений, возникающих при удаленных однофазных КЗ в сети 110 – 330 кВ, нейтраль обмотки ВН РТСН также заземляется. Иногда встречаются схемы подключения РТСН к третичной обмотке автотрансформатора связи АТ; в этом случае РТСН, как и рабочие ТСН, выполняется со схемой соединения обмоток $\Delta / \Delta / \Delta - 0$ (рис. 3).

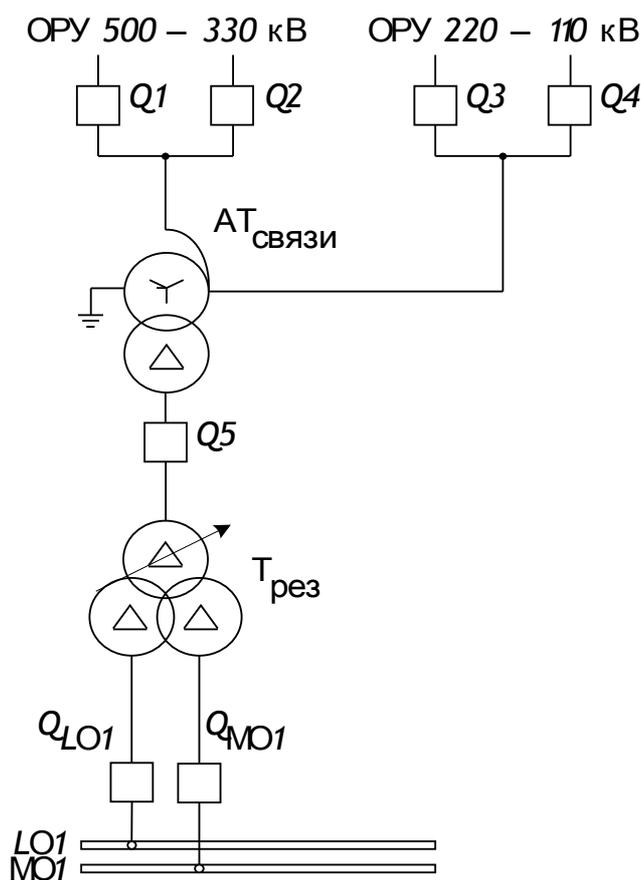


Рис. 3. Схема подключения резервного ТСН к автотрансформатору связи ТЭС.

Если в цепи генераторов энергоблоков установлен генераторный выключатель $Q_{\text{гг}}$ (рис. 1, 2), то пуск энергоблока и разворот электродвигателей механизмов с.н., а также останов блока производится от рабочего ТСН. В этом случае резервный ТСН предназначен только для замены рабочего ТСН одного блока в случае его неисправности и мощность РТСН выбирается равной мощности самого мощного рабочего трансформатора собственных нужд. Если в цепи генераторов энергоблоков выключатель не устанавливается, то пуск и останов энергоблоков производится от резервного ТСН, который в этом случае называется пускорезервным трансформатором собственных нужд – ПРТСН.

Для ПРТСН наиболее тяжелым режимом является режим пуска одного блока, в то время когда другой блок переведен на резервное питание от этого ПРТСН. Исходя из этих соображений мощность ПРТСН выбирается следующей по шкале ГОСТ 11677-85 по сравнению с мощностью рабочего ТСН.

На электростанциях с блочными агрегатами при одном или двух блоках устанавливается один РТСН (ПРТСН), а при числе блоков три и более - два РТСН (ПРТСН), подсоединенных со стороны высшего напряжения к разным источникам питания. В этом случае магистрали резервного питания 6,3 кВ *LOI* и *MOI* секционируются выключателями $Q_{\text{наб}}^{\text{р}}$ через два-три блока. При наличии генераторных выключателей каждая магистраль резервного питания секционируется на две части.

Секции 6,3 кВ собственных нужд блочных электростанций ШЗводится от ТСН, монтируются из серийно выпускаемых электротехнической резервного промышленности ячеек (шкафов) комплектных который в этом распределительных устройств (КРУ) 6,3 кВ. Каждая ячейка КРУ случае Цтсся состоит из так называемого «высоковольтного» («первичного», пускорезервным силового) отсека с оборудованием ВН – выключателями, трансформатором разъединителями, кабелями, шинами, трансформаторами собственных напряжения и тока, и «релейного» отсека с оборудованием РТСН). Для вторичных цепей, переключателями, шинками управления и ПРТСН наиболее сигнализации. Такое выполнение секций 6,3 кВ значительно тяжелым режимом упрощает и удешевляет монтаж и наладку устройств собственных явля-Вцким пуска нужд 6,3 кВ. В то же время установка в разных отсеках одной одного блока, в то ячейки КРУ оборудования высокого напряжения и низковольтных время когда другой устройств релейной защиты и управления не исключает выгорания цепей вторичной коммутации при дуговых коротких замыканиях в отсеке высокого напряжения КРУ. Это должно учитываться при проектировании схем релейной защиты в сети 6,3 кВ с.н., особенно при обеспечении дальнего резервирования.

В ряде случаев для питания общестанционных с.н. (топливоподача, химводоочистка и др.) на блочных электростанциях предусматриваются дополнительные секции 6,3 кВ удаленных нагрузок (рис. 4). Рабочее питание этих секций осуществляется от блочных секций с.н. 6,3 кВ *BAI* при помощи кабельных линий с двумя выключателями. Резервное питание секций удаленных нагрузок осуществляется либо от магистрали резервного питания 6,3 кВ электростанции через один выключатель, либо от другой блочной секции 6,3 кВ также с помощью кабельной линии с двумя выключателями.

Сеть с.н. 6,3 кВ на блочных электростанциях может работать с изолированной или с заземленной через резистор высокого напряжения нейтралью [1], причем заземление нейтрали сети 6,3 кВ собственных нужд блока всегда производится только в одной точке сети.

Если генератор энергоблока работает на напряжении 6,3 кВ, то рабочее питание секций с.н. 6,3 кВ осуществляется от реактированной линии, подключенной ответвлением к блоку (рис. 36). При этом не допускается

применение двояных реакторов которые являются динамически нестойкими к воздействиям тока двойного замыкания на землю на разных секциях. Резервное питание в этом случае выполняется от двухобмоточного РТСН.

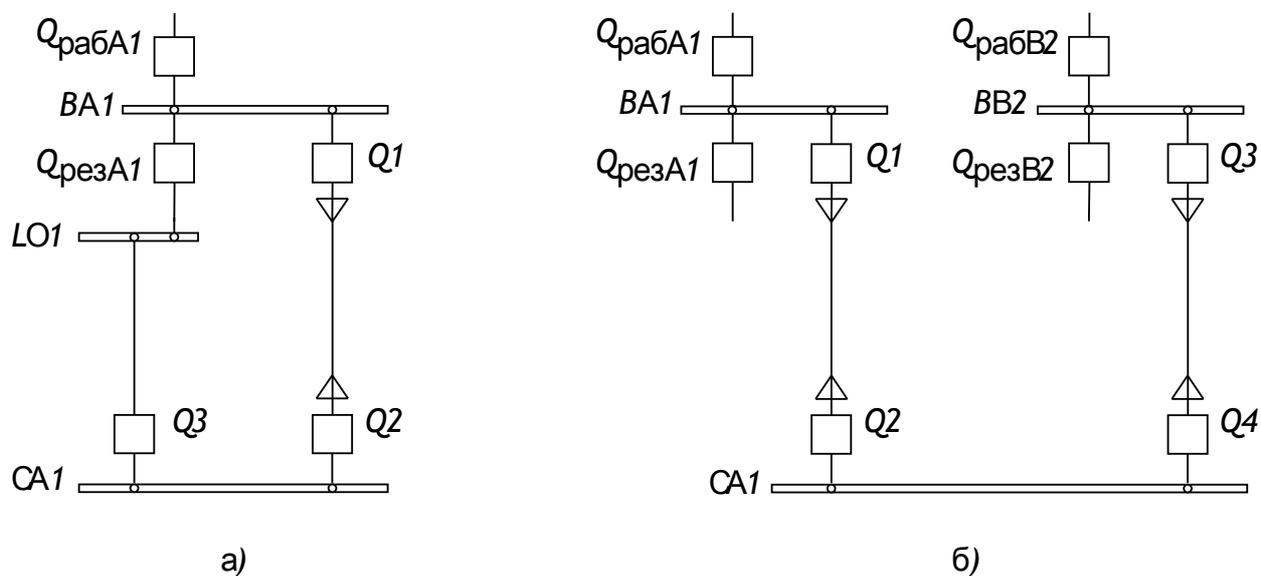


Рис. 4. Схема питания секций 6,3 кВ удаленных нагрузок:
 а – с резервированием от магистрали резервного питания 6,3 кВ;
 б – с резервированием от другой блочной секции с.н. 6,3 кВ.

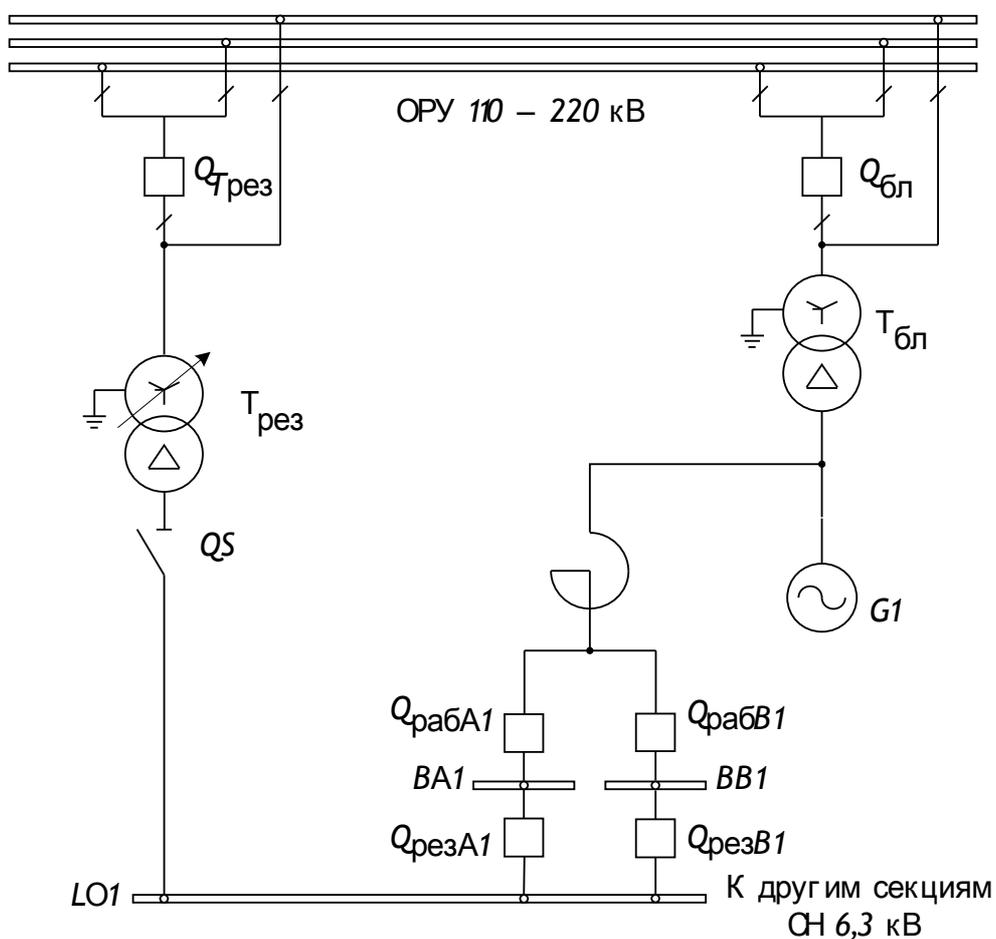


Рис. 5. Схема питания секций с.н. 6,3 кВ блоков с генераторным напряжением 6,3 кВ.

На электростанциях с поперечными связями в тепловой части, например на ТЭЦ, схема сети с.н. 6,3 кВ имеет свои особенности. На таких электростанциях, где возможно любое сочетание работающих котлов и турбин, рабочее и резервное электроснабжение собственных нужд осуществляется от сборных шин главного распределительного устройства (ГРУ), к которому подключены генераторы G (рис. 6). Необходимая надежность питания с.н. обеспечивается при этом благодаря тому, что к ГРУ присоединены не только генераторы, но и трансформаторы T , связывающие ГРУ с РУ высшего напряжения ТЭЦ, что обеспечивает возможность питания с.н. как от генераторов станции, так и от энергосистемы.

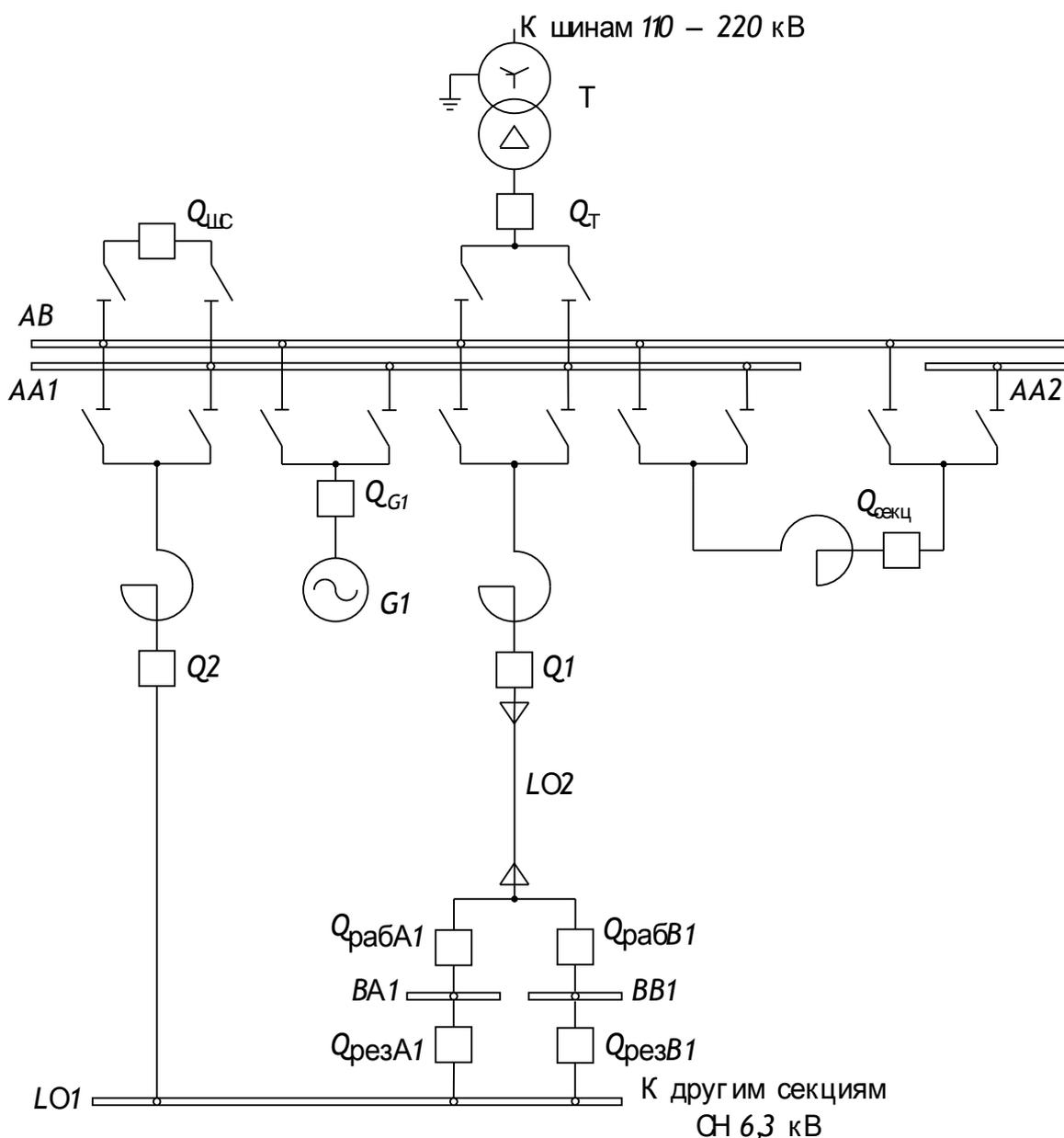


Рис. 6. Схема питания секций с.н. 6,3 кВ на ТЭЦ с ГРУ 6,3 кВ.

В качестве питающих элементов с.н. при номинальном напряжении генераторов 6,3 кВ применяются реактированные линии (рис. 6), а при напряжении 10,5 кВ вместо реакторов включаются трансформаторы 10,5/6,3 кВ.

Количество секций РУСН 6,3 кВ, как правило, соответствует числу котлов на ТЭЦ. С целью облегчения самозапуска иногда выделяют на отдельные секции электродвигатели крупных питательных насосов (ПЭН), сетевых насосов (СЭН) и др.

ГРУ ТЭЦ напряжением 6,3 кВ имеет две системы шин: рабочую AA , секционированную на $AA1$ и $AA2$, и резервную AB . Для обеспечения надежности питания с.н. принята работа сборных шин ГРУ по схеме с фиксированным присоединением элементов к обеим системам шин. При этом генератор G , рабочая реактированная линия с.н. $LO2$ и часть реактированных линий, питающих потребителей, включены на систему шин $AA1$ (рис. 37). Резервная реактированная линия с.н. $LO1$ и трансформатор связи T включены на систему шин AB . Обе системы шин находятся под напряжением с включенными шиносоединительным выключателем $Q_{\emptyset \tilde{N}}$ и секционным выключателем $Q_{\tilde{N} \hat{e} \ddot{o}}$. В случае КЗ на секции $AA1$ ГРУ защитой данной секции шин отключаются генератор G и выключатели $Q_{\tilde{N} \hat{e} \ddot{o}}$ и $Q_{\emptyset \tilde{N}}$, отделяя тем самым систему шин AB от поврежденной системы $AA1$. Благодаря этому резервная реактированная линия $LO1$ продолжает получать питание от трансформатора связи T и обеспечивает питание нагрузки секций $BA1$ и $BA2$ с.н. взамен рабочей реактированной линии, которая также отключается при срабатывании защиты поврежденной секции шин. Аналогичная схема выполняется и для ГРУ напряжением 10,5 кВ, при этом рабочий ТСН присоединяется к системе шин AA , а резервный ТСН – к системе шин AB .

Рабочие реактированные линии или трансформаторы выбираются с номинальным током, равным расчетному току нагрузки потребителей с.н. или превышающем его. Реактивное сопротивление питающих элементов с.н. выбирается таким, чтобы реактор, с одной стороны, ограничивал ток КЗ на шинах 6,3 кВ РУСН до величины, позволяющей применять относительно дешевую аппаратуру (например, ячейки КРУ с выключателями типа ВМП-10), а с другой – обеспечивал на шинах 6,3 кВ РУСН нормальное эксплуатационное напряжение. Кроме того, при пуске и самозапуске должно обеспечиваться требуемое остаточное напряжение для успешного разворота электродвигателей.

На электростанциях с поперечными связями в тепловой части резервный источник питания с.н. может быть использован для растопки котельного агрегата с одновременной заменой рабочего источника питания. Поэтому мощность резервного источника питания с.н. 6,3 кВ принимается равной полуторакратной мощности рабочего источника, что в сочетании с защитой минимального напряжения обеспечивает разворот электродвигателей с.н. В соответствии с действующими нормами технологического проектирования при числе рабочих реактированных линий (рабочих ТСН), равном шести и менее, предусматривается одна резервная линия или один резервный ТСН. При количестве рабочих линий или ТСН, равном семи и более, применяются два резервных питающих элемента, а шины резервного питания секционируются на

две секции выключателем. Этот выключатель управляется дистанционно и при необходимости отключается защитами.

Лекция 8. Схемы сети 0,4 кВ собственных нужд

Сеть 0,4 кВ с.н. электростанций предназначена для питания электродвигателей мощностью 200 кВт и менее напряжением 0,38 кВ, а также для сетей освещения электростанции напряжением 0,23 кВ. Для возможности выполнения питания электродвигателей и освещения от одних и тех же секций 0,4 кВ сеть выполняется с нейтралью, глухо заземленной в одной точке.

РУСН 0,4 кВ, как и РУСН 6,3 кВ, секционируется, причем в главном корпусе блочной ТЭС должно быть не менее двух секций для каждого блока с присоединением электродвигателей 380 В механизмов одного назначения к разным секциям. Для уменьшения расхода силового кабеля в ряде случаев выполняются вторичные сборки 0,4 кВ, приближенные к электродвигателям цеховых нагрузок и подключаемые к секциям РУСН 0,4 кВ при помощи кабельных линий с одним автоматическим выключателем.

Секции РУСН 0,4 кВ монтируются из шкафов заводского изготовления типа КТПСН-0,4, причем в одном шкафу размещают либо ячейку питающего ввода (рабочего или резервного), либо две ячейки отходящих присоединений (электродвигателей, вторичных сборок освещения). К специфике выполнения сети с.н. 0,4 кВ относится также то, что для удешевления защита отходящих от секции присоединений выполняется, как правило, с помощью токовых реле прямого действия (отсечек), которые встроены в автоматические выключатели (АВ) SF . Таким образом, автоматические выключатели SF совмещают в одном аппарате первичный коммутационный и вторичный защитный элементы. Вторичные сборки в основном монтируются из шкафов РТЗО, каждый из которых содержит от четырех до восьми автоматических выключателей с встроенными защитами.

Рабочее питание секций РУСН 0,4 кВ осуществляется от ТСН 6,3/0,4 кВ, обмотки которых соединяются по схеме $\Delta / Y - 11$. На вводах 0,4 кВ таких ТСН токи однофазного КЗ равны токам трехфазного КЗ. Это позволяет обеспечить надежную работу отсечек отходящих присоединений при всех видах КЗ в сети 0,4 кВ. Мощность ТСН выбирается в пределах от 250 до 1000 кВА. Каждый ТСН 6,3/0,4 кВ присоединяется к соответствующей секции РУСН 6,3 кВ через выключатель Q , а к РУСН 0,4 кВ – через автоматический выключатель SF (рис. 38 – 40). Рабочий ТСН может питать одну или две секции РУ 0,4 кВ.

При неявном резервировании, применяемом во вспомогательных цехах ТЭС, $SF_{\text{резерв}}$ (рис. 38) нормально отключен и секции питаются отдельно. Мощность каждого трансформатора выбирается из условия питания нагрузки двух секций. При повреждении $T1$ ($T2$) отключается $SF1$ ($SF2$) и включается $SF_{\text{резерв}}$. При явном резервировании резервный ТСН через рубильник S присоединяется к шинопроводу резервного питания, подключаемому к секции

выключателем $SF_{\delta\acute{a}\grave{c}}$ (рис. 7, 8). При необходимости облегчения самозапуска двигателей 0,38 кВ секция с.н. делится на две полусекции и все ответственные двигатели подключаются к одной из них (рис. 39). При потере рабочего питания кроме $SF_{\delta\acute{a}\grave{a}}$ отключается также $SF_{\grave{n}\grave{a}\acute{e}\grave{o}}$ и включается $SF_{\delta\acute{a}\grave{c}}$ нужной полусекции. Вторая полусекция может быть включена персоналом.

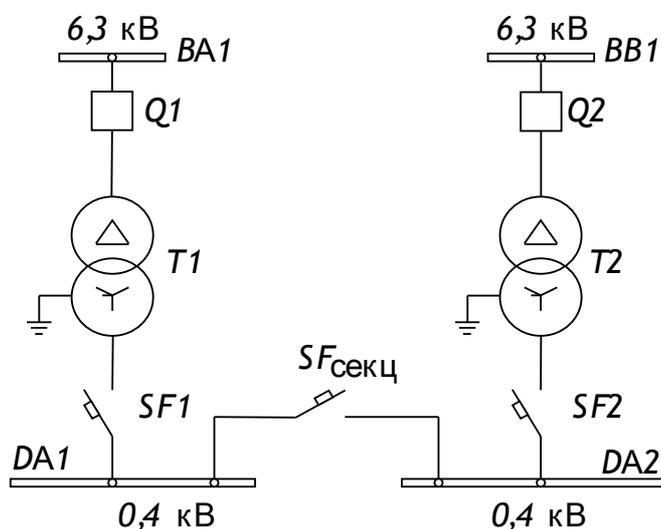


Рис. 7. Схема питания секций с.н. 0,4 кВ с неявным резервом.

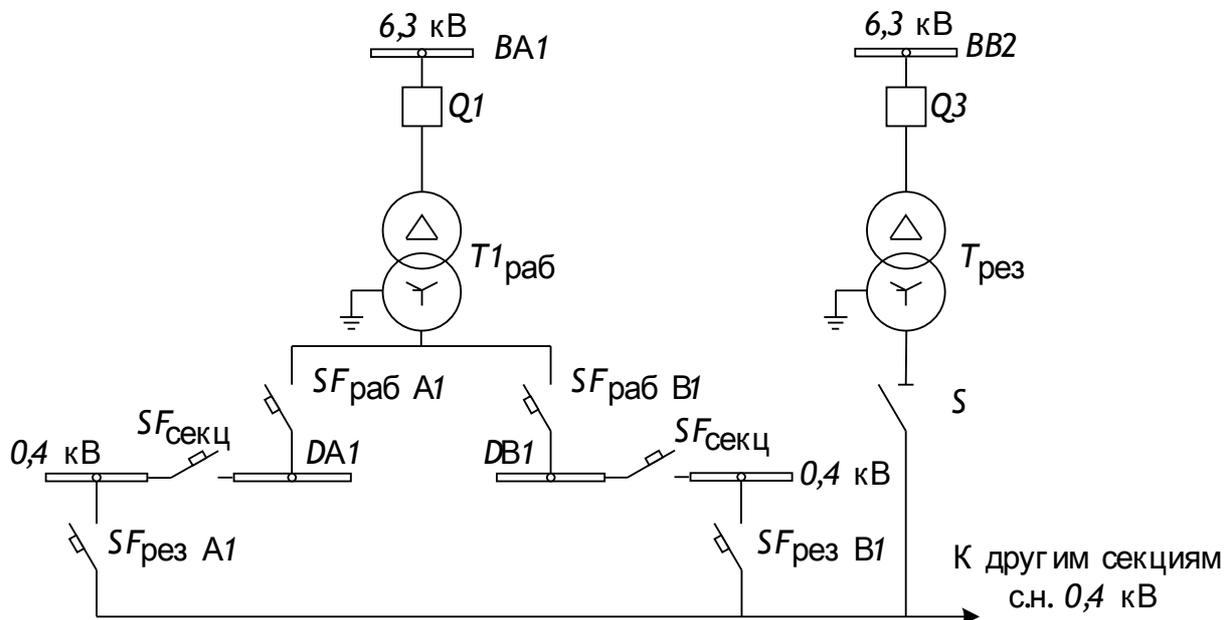


Рис. 8. Схема питания секций с.н. 0,4 кВ с секционными выключателями от рабочего и резервного ТСН 6,3/0,4 кВ.

Для энергоблоков, оборудованных вычислительными комплексами, не допускающими перерыва питания больше чем на доли секунды, в сети с.н. дополнительно предусматриваются специальные агрегаты бесперебойного

питания (АБП). Каждый АБП состоит из статических преобразователей постоянного тока (инверторов) напряжением 0,22/0,4 кВ с тиристорными ключами на выходе, осуществляющими быстродействующее (с перерывом на доли секунды) бесконтактное отключение (ТКЕО) и переключение (ТКЕП) нагрузки 0,4 кВ вычислительного комплекса при неисправности одного инвертора (рис. 9).

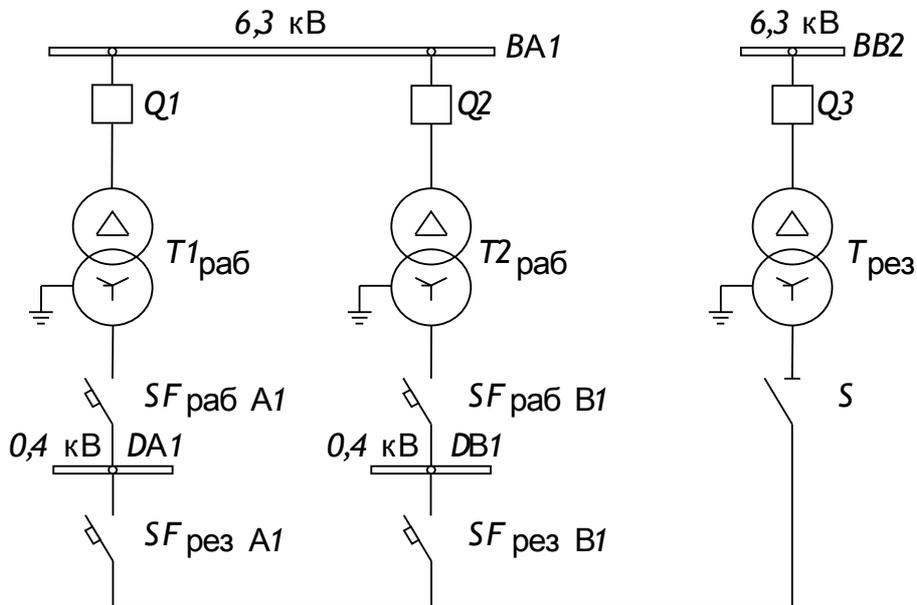


Рис. 9. Схема питания секций с.н. 0,4 кВ без секционных выключателей от рабочего и резервного ТСН 6,3/0,4 кВ.

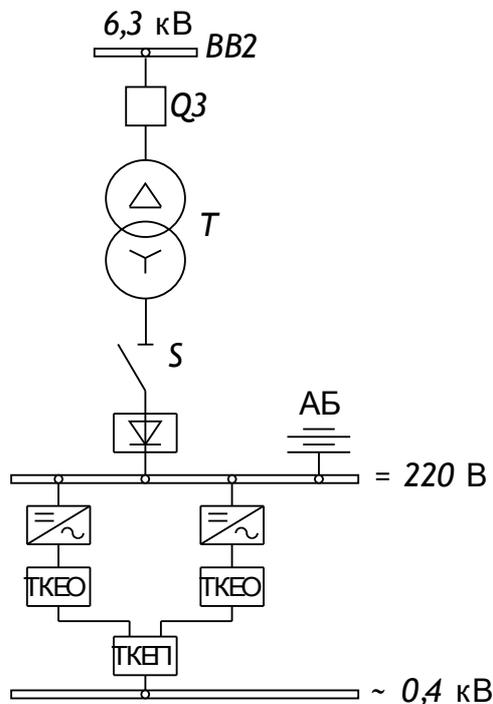


Рис. 10. Структурная схема агрегата бесперебойного питания.

Входы инверторов подключены к щиту постоянного тока 220 В, который в свою очередь получает питание от выпрямителя, подключенного через разделительный трансформатор 6,3/0,23 кВ к сети с.н. 6,3 кВ энергоблока, а в случае исчезновения напряжения в этой сети – от отдельной аккумуляторной батареи, работающей в режиме постоянного подзаряда. Разделительные трансформаторы АБП подключаются к РУСН 6,3 кВ через выключатель, а к сети 0,23 кВ – через рубильник S. Особенностью разделительного трансформатора АБП является то, что ввиду специфики питаемой им нагрузки (аккумуляторной батареи с заземленной через устройство контроля изоляции средней точкой) он работает с изолированной нейтралью 0,23 кВ.

Лекция 9. Характерные повреждения в системе питания с. н.

Наиболее существенными являются повреждения, приводящие к частичной или полной потере нагрузки блока или ТЭС в целом. Аварии, связанные с потерей питания с.н., составляют 25% всех аварий с полным сбросом нагрузки на блочных КЭС, более 40% – на КЭС с поперечными связями и 33% – на ТЭЦ. В целом на ТЭС с поперечными связями аварии с потерей питания с.н. происходят в 1,5 раза чаще, чем на блочных.

Главные схемы и схемы резервирования питания с.н. в рабочем режиме являются достаточно надежными, чего нельзя сказать о ремонтном режиме (когда какая-то часть оборудования находится в ремонте). Недостаточная надежность схемы в ремонтном режиме приводит к потере питания с.н. со сбросом нагрузки блоком или электростанцией в 3,7 раза чаще, чем в рабочем режиме, и является одной из главных причин сбоев в работе с.н. ТЭС [1].

На блочных ТЭЦ с поперечными связями по пару в летнее время используется ремонтный режим, когда котел блока работает, а турбогенератор остановлен. При отсутствии выключателя между генератором и блочным трансформатором секция шин с.н. котла не может получать питание от своего блока и переводится на резервной ТСН. На ТЭЦ количество резервных трансформаторов значительно меньше чем на КЭС. Схема питания с.н. получается сложной. Находящийся в работе и уже загруженный резервный ТСН дополнительно ничем не резервируется и не может в полной мере выполнять свои функции по отношению к другим блокам. Кроме того, при отключении РТСН теряют питание подключенных к нему секций шин с.н., которые уже ничем не резервируются.

На ТЭЦ, имеющих главные распределительные устройства генераторного напряжения (ГРУ), резервные линии (или ТСН) подключаются, как правило, к ГРУ. Если при такой схеме в ремонтном режиме (особенно при ремонте одной системы шин ГРУ) произойдет КЗ на шинах ГРУ, то может произойти полная потеря питания с.н. от рабочих и от резервных источников, приводящая к сбросу нагрузки.

Одной из причин недостаточно надежного питания с.н. являются нарушения норм технологического проектирования. В ряде случаев не все секции с.н. присоединены к отдельному источнику питания и не отделены

реакторами друг от друга, что приводит к излишним глубоким посадкам напряжения на неповрежденной секции при КЗ на соседней секции. Занижается количество резервных ТСН на КЭС: один резервный ТСН резервирует более трех-шести рабочих.

Из наиболее частых нарушений ПТЭ следует отметить несоответствие оперативных схем электрических соединений электростанции требованиям соответствующего раздела ПТЭ. Оперативные схемы, составленные для ремонтных режимов, не обеспечивают локализации аварии на каком-либо участке с бесперебойным питанием с.н. и минимальным снижением выдаваемой мощности. Причиной невыполнения указанных требований является отсутствие в схеме генераторных выключателей, что резко ограничивает возможность выбора оптимального варианта схемы. Имеют место случаи выполнения оперативных переключений без заполнения бланков переключений и работ в цепях релейной защиты и автоматики (РЗА) без программ.

Другой распространенной причиной потери питания с.н. являются неправильные действия устройств РЗА как при КЗ, так и в других режимах, причем в 50% случаев неправильные действия защиты приводят к потере питания с.н. от рабочих источников, а в других 50% – от резервных, что влечет за собой, естественно, более тяжелые последствия. Наряду с недостатками отдельных видов защит здесь сказывается, главным образом, неправильный выбор уставок. При проектировании рассчитывается, как правило, рабочий режим и в лучшем случае один из ремонтных режимов. Многообразие режимов в эксплуатации приводит к необходимости проводить дополнительные расчеты и составлять карты уставок защиты и соответствующие программы переключений.

Известные трудности создает необходимость изменения не только уставок, но и вторичных схем при переключениях в первичных схемах. Например, при переводе питания ТСН с одной системы шин РУ высокого напряжения на другую необходимо корректировать токовые цепи дифференциальной защиты секции или системы шин РУ. Если этого не сделать, работа защиты нарушается.

Причиной потери питания с.н. может явиться пожар силовых и контрольных кабелей, особенно если при этом происходит неселективное отключение автоматического выключателя ввода аккумуляторной батареи на щит постоянного тока. Исчезновение оперативного постоянного тока приводит к прекращению работы устройств РЗА и управления и к невозможности локализовать КЗ. Пожар может возникнуть из-за недостаточной чувствительности или быстродействия защит. Далек не всегда обеспечивается чувствительность расцепителей выключателей 0,4 кВ при КЗ в конце протяженных кабельных линий. Если эти вопросы не были проработаны в проекте, то в эксплуатации приходится заменять аппаратуру или увеличивать сечение кабельных линий.

Причиной пожара в кабельном хозяйстве также могут служить неправильные прокладка, использование и содержание кабелей. Пожары

кабелей, возникающие по любым причинам, приводят на электростанциях к наиболее тяжелым последствиям.

Лекция 10. СИСТЕМЫ СОБСТВЕННЫХ НУЖД АТОМНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

1. Классификация потребителей системы собственных нужд АЭС

В соответствии с предъявляемыми требованиями в отношении надежности электроснабжения потребители с.н. АЭС разделяются на три группы:

I – особо ответственные потребители, *не допускающие* перерывов питания и требующие обязательного питания после срабатывания аварийной защиты;

II – особо ответственные потребители, *допускающие* перерыв питания на время 1 – 3 мин, что позволяет осуществить автоматический ввод резервного питания от автономного источника; они также требуют питания после срабатывания аварийной защиты;

III – потребители, не предъявляющие повышенных требований к надежности электроснабжения.

В состав потребителей группы **I** входят электроприемники системы управления и защиты реактора (СУЗ), системы контроля и измерений реактора (КИП), системы дозиметрического контроля за содержанием радиоактивных излучений, системы памяти и логики информационно-вычислительной части АСУ ТП, аппаратура управления и автоматики, система аварийного останова реактора (САОР), двигатели аварийных масляных насосов системы регулирования и смазки турбины и т. п. Перечисленные электроприемники имеют небольшие единичные мощности и нуждаются в источниках энергии трехфазного переменного тока 380–660 В и постоянного тока 220 В.

К группе **II** потребителей относятся электродвигатели насосов, обслуживающих первый радиоактивный контур и его вспомогательные устройства; электродвигатели САОР; электроприемники ответственных вспомогательных систем, участвующих в обеспечении безопасности АЭС – спецвентиляции, аварийного освещения, противопожарной защиты; электродвигатели аварийных питательных насосов и технической воды; электроприводы быстродействующих клапанов и арматуры САОР и т. д. Поскольку диапазон единичных мощностей указанных электроприемников довольно широк, для их электроснабжения необходимо предусмотреть два уровня напряжения трехфазного переменного тока: 6–10 кВ для питания мощных двигателей и 380–660 В для двигателей малой мощности и прочих электроприемников этой группы.

Потребители группы **III** аналогичны электроприемникам с.н. ТЭС. Их электроснабжение осуществляют на двух ступенях напряжения трехфазного переменного тока: 6–10 кВ и 380–660 В.

2. Источники энергии системы собственных нужд АЭС

Наличие на АЭС особо ответственных электроприемников, требующих повышенной надежности электроснабжения, определяет необходимость трех источников питания: ими являются генераторы АЭС, энергосистема, с которой АЭС должна иметь связь не менее чем по трем линиям, и автономный аварийный источник.

Нормальное электроснабжение с.н. осуществляют от генераторов через трансформаторы с.н., подключаемые на ответвлении от них (аналогично блокам ТЭС). Выключатель у генераторов обязателен. В случае исчезновения рабочего питания, не связанного с полной потерей напряжения на АЭС, резервирование электроснабжения с.н. происходит от энергосистемы через соответствующие резервные трансформаторы. Места их присоединения и число выбирают так же, как на ТЭС.

Для электроприемников группы **III** достаточно использовать только источники нормального рабочего и резервного питания, тогда как электроприемники групп **I** и **II** требуют еще третьего независимого источника питания – аварийного резервного. В качестве такого на АЭС применяют аккумуляторные батареи, автоматизированные дизель-генераторы, газотурбинные установки, или используют энергию выбега турбогенераторов. На отечественных АЭС наибольшее применение получили аккумуляторные батареи (для электроприемников группы **I**) и дизель-генераторы (для потребителей группы **II**). Каждая из трех систем безопасности имеет свои автономные источники питания.

3. Схемы электроснабжения системы собственных нужд АЭС

В качестве примеров рассмотрим схемы электроснабжения системы с.н. дубли-блока с реактором типа РБМК-1000 и моноблока с реактором типа ВВЭР-1000.

Дубли-блок с канальным водографитовым реактором типа РБМК-1000 включает в себя два турбоагрегата с генераторами типа ТВВ-500-2. Оба генератора соединены по схеме укрупненного блока с трансформаторной группой мощностью 3·417 МВА (рис. А1). В цепи каждого генератора установлено по два последовательно включенных выключателя, между которыми имеются ответвления для рабочих трансформаторов с.н. мощностью по 63 МВА. Выключатель *Q1* используется при нормальных пусках и остановках блока, а выключатель *Q2* дает возможность использовать энергию выбега турбоагрегатов для аварийного расхолаживания реактора.

Моноблок с корпусным водо-водяным реактором типа ВВЭР-1000 и турбогенератором типа ТВВ-1000-4 имеет один генераторный выключатель и два трансформатора с.н. (рис. А2). Трансформатор мощностью 63 МВА предназначен для электроснабжения потребителей с.н. блока, а трансформатор мощностью 25 МВА – для электроприемников общестанционного назначения.

В системе с.н. АЭС следует различать:

РУ с.н. 6 кВ и 380 В нормальной эксплуатации, от которых питаются потребители группы *III* и ГЦН;

РУ надежного питания 6 кВ и 380 В переменного тока и 220 В постоянного тока – для электроснабжения особо ответственных потребителей групп *I* и *II*.

Количество секций РУ 6 кВ нормальной эксплуатации выбирают в зависимости от числа ГЦН. Нормы технологического проектирования рекомендуют подключать к одной секции не более двух ГЦН при общем их числе на блок от шести до восьми и не более одного ГЦН при четырех и менее ГЦН на блок. Отключение одной секции при этом не приводит к снижению нагрузки реактора

В рассматриваемых примерах согласно указанным рекомендациям РУ 6 кВ блока имеют по четыре секции – *A*, *B*, *C* и *D*. Реактор типа РБМК-1000 имеет восемь ГЦН, и, следовательно, к каждой секции РУ 6 кВ подключается по два ГЦН (рис. А1). Циркуляцию теплоносителя в реакторе типа ВВЭР-1000 обеспечивают четыре ГЦН и, следовательно, на каждую секцию РУ 6 кВ приходится по одному ГЦН (рис. А2).

Для реактора типа РБМК-1000 применены питательные насосы с электроприводом (4 рабочих и 1 резервный). Для реактора типа ВВЭР-1000 предусмотрены питательные насосы с турбоприводом, что заметно снижает нагрузку системы с.н. В обеих схемах предусмотрены резервные трансформаторы мощностью по 63 МВА.

Распределительные устройства и сети

Для электроснабжения особо ответственных электроприемников групп *I* и *II* на АЭС сооружают особые секционированные РУ надежного питания [3]. Количество секций соответствует числу систем безопасности АЭС, принятому в технологической части. В настоящее время приняты три системы безопасности с соответствующим разделением РУ с.н. надежного питания на три части: *V*, *W* и *X* (рис. А1. и А2).

Для питания электродвигателей мощных рабочих машин группы *II* сооружаются секции *H1* надежного питания 6 кВ (*H1V*, *H1W*, *H1X*); к ним через соответствующие трансформаторы присоединяют секции *H2* надежного питания 380 В (*H2V*, *H2W* и *H2X*), от которых производится электроснабжение остальных приемников группы *II*.

В нормальном режиме на секции надежного питания *H1* энергия подается от секций *A*, *B*, *C* распределительного устройства 6 кВ нормальной эксплуатации, с которыми они связаны через два последовательно включенных выключателя.

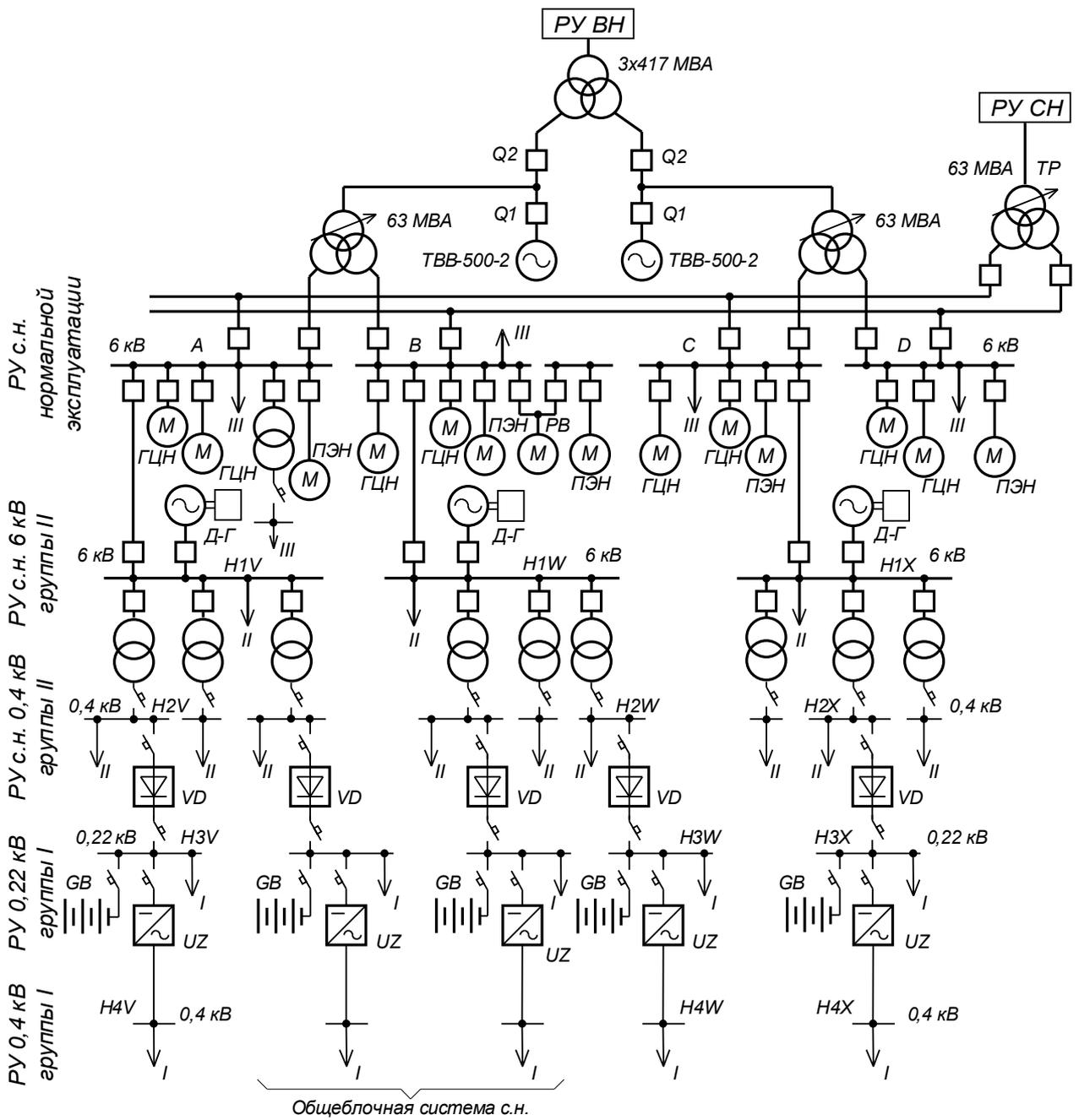


Рис. А1. Схема электроснабжения системы с.н. блока АЭС с реактором типа РБМК-1000.

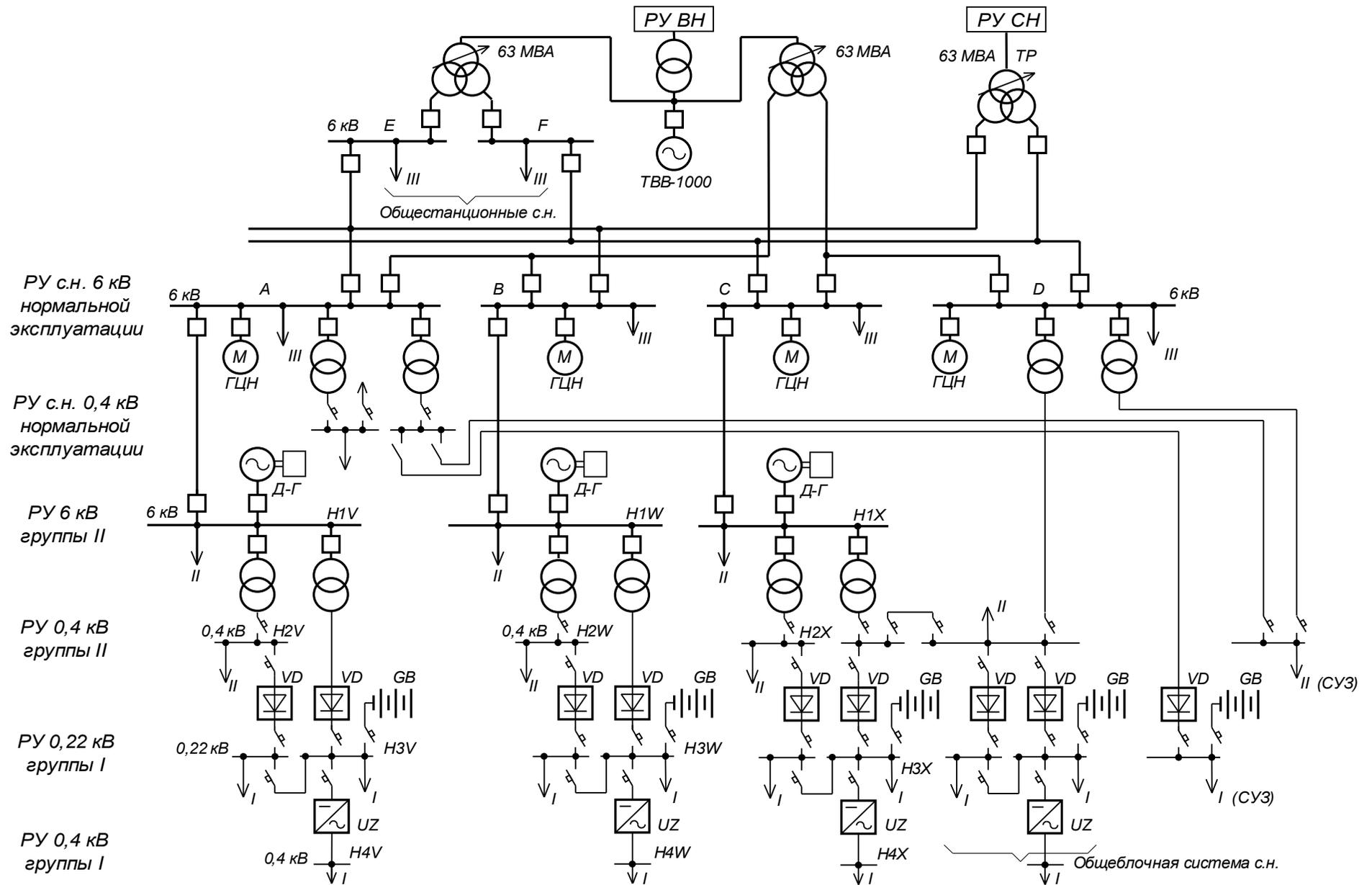


Рис. А2. Схема электроснабжения системы с.н. блока АЭС с реактором типа ВВЭР-1000.

Независимыми источниками энергии для потребителей группы *II* служат дизель-генераторы (*Д-Г*), как показано на рис. А1 и А2. Поскольку электроприемники группы *II* допускают кратковременный перерыв питания, применены дизель-генераторы, которые могут быть быстро введены в работу.

В аварийных ситуациях секции *Н1* надежного питания отделяются от секций РУ нормальной эксплуатации. Наличие двух последовательно включенных секционных выключателей обеспечивает надежное отделение секции *Н1* даже в случае отказа одного из выключателей. Устройство АВР включает дизель-генераторы.

Время от начала пуска до готовности к принятию нагрузки составляет 15–20 с для агрегатов мощностью 500 кВт и около 40 с для агрегатов 1800 кВт. Набор нагрузки происходит ступенями в очередности, диктуемой требованиями технологического процесса аварийного охлаждения реактора.

Электроснабжение потребителей постоянного тока группы *I* осуществляют от секций *Н3* надежного питания 220 В (*Н3V, Н3W, Н3X*), а потребителей переменного тока группы *I* – от секций *Н4* надежного питания 380 В (*Н4V, Н4W, Н4X*). Независимыми источниками энергии служат аккумуляторные батареи *GB*.

В нормальном режиме секции *Н3* и *Н4* питаются от секций *Н2* потребителей группы *II*, т.е. рабочим источником энергии для электроприемников группы *I* служит генератор. Через выпрямители *VD* происходит подзарядка аккумуляторной батареи, питание электроприемников постоянного тока группы *I*, а через автоматический инвертор *UZ* – питание нагрузки 380 В группы *I*. Таким образом, имеет место последовательное выпрямление и инвертирование тока для передачи мощности от шин *Н2* к шинам *Н4*.

В аварийных условиях, когда напряжение на шинах *Н2* исчезает, потребители группы *I* продолжают получать питание от аккумуляторной батареи, которая переходит из режима подзаряда в режим разряда. Электроприемники постоянного тока получают питание от аккумуляторной батареи непосредственно, а электроприемники переменного тока (шины *Н4*) – через инвертор. Благодаря выпрямителям прямая связь между шинами *Н3* постоянного тока и шинами *Н4* переменного тока отсутствует

4. Аварии на АЭС, связанные с эксплуатацией системы собственных нужд

Почему при многократном резервировании источников питания, сетей электроснабжения собственных нужд и самих агрегатов с.н., на реакторах АЭС возникают аварийные ситуации? Увы, но чаще всего в основе аварий лежит пресловутый «человеческий фактор». Что-то не приняли во внимание на стадии проектирования; ради того, чтобы доблестно отрапортовать о досрочном пуске, не стали настаивать на строгом соблюдении сроков и проверок, и полной комплектации во время строительства; допустили небрежность во время эксплуатации, понадеявшись на это самое многократное резервирование систем

защиты... Вот далеко не полный перечень обстоятельств, каждое из которых в отдельности в принципе не критично и отнюдь не всегда приводит к серьезным последствиям. Но накладываясь друг на друга, эти обстоятельства приводят к ситуациям, когда реактор выходит из-под контроля и становится неуправляемым. Рассмотрим две аварии, в которых ошибки в эксплуатации системы с.н. сыграли далеко не последнюю роль. Моменты и обстоятельства, подталкивающие режим к аварии, *в тексте выделим*.

Лекция 11. СИСТЕМЫ СОБСТВЕННЫХ НУЖД ГИДРАВЛИЧЕСКИХ И ГИДРОАККУМУЛИРУЮЩИХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Условия технологического процесса производства электроэнергии, режимы работы в энергосистеме и параметры оборудования ГЭС существенно отличаются от других типов электростанций. Эти отличия вызваны использованием ГЭС в энергосистемах в качестве пиковых и полупиковых электростанций с частыми пусками и остановками агрегатов и быстрым изменением их рабочей мощности. ГЭС отличаются значительно бóльшим числом гидротурбин по сравнению с количеством турбогенераторов на КЭС при одинаковой мощности станции. Это объясняется зависимостью предельной мощности гидротурбин от напора. ГЭС строятся обычно вдали от центра потребления электроэнергии и вся выработанная электроэнергия, как правило, выдается в энергосистему. Все это влияет на выбор структурных схем ГЭС.

Выдача электроэнергии от гидротурбин производится, как правило, через трехфазные повышающие трансформаторы. В случае отсутствия в номенклатуре заводов трехфазных трансформаторов необходимой мощности или при транспортных ограничениях, могут применяться группы из двух трехфазных трансформаторов или группы однофазных трансформаторов (с учетом технико-экономических показателей).

В основном структурные схемы ГЭС строятся по блочному принципу. Распределительные устройства генераторного напряжения встречаются весьма редко и характерны для ГЭС малой мощности. Электроснабжение местных потребителей осуществляется через РУ среднего напряжения на крупных ГЭС, а на малых и средних – путем отбора мощности от блоков на генераторном напряжении.

1. Структурные схемы ГЭС

В структурных схемах ГЭС получили применение одиночные, укрупненные и объединенные блоки. На генераторном напряжении блоков выполняются ответвления для питания собственных нужд.

Тип блока выбирается на основании технико-экономического сопоставления целесообразных вариантов с учетом режима работы

электростанции, затрат на оборудование генераторного и повышенного напряжения, стоимости потерь электроэнергии в повышающих трансформаторах, удобства эксплуатации, конструктивно-компоновочных решений и др.

Единичная мощность блока не должна превышать величину резервной мощности в системе. На рис. П1, а, г, д, представлены характерные типы **одиночных блоков**, состоящих из генератора и трансформатора. При наличии на ГЭС двух повышенных напряжений, гидрогенераторы одиночных блоков могут быть подсоединены к обмоткам низшего напряжения автотрансформаторов и трехобмоточных трансформаторов.

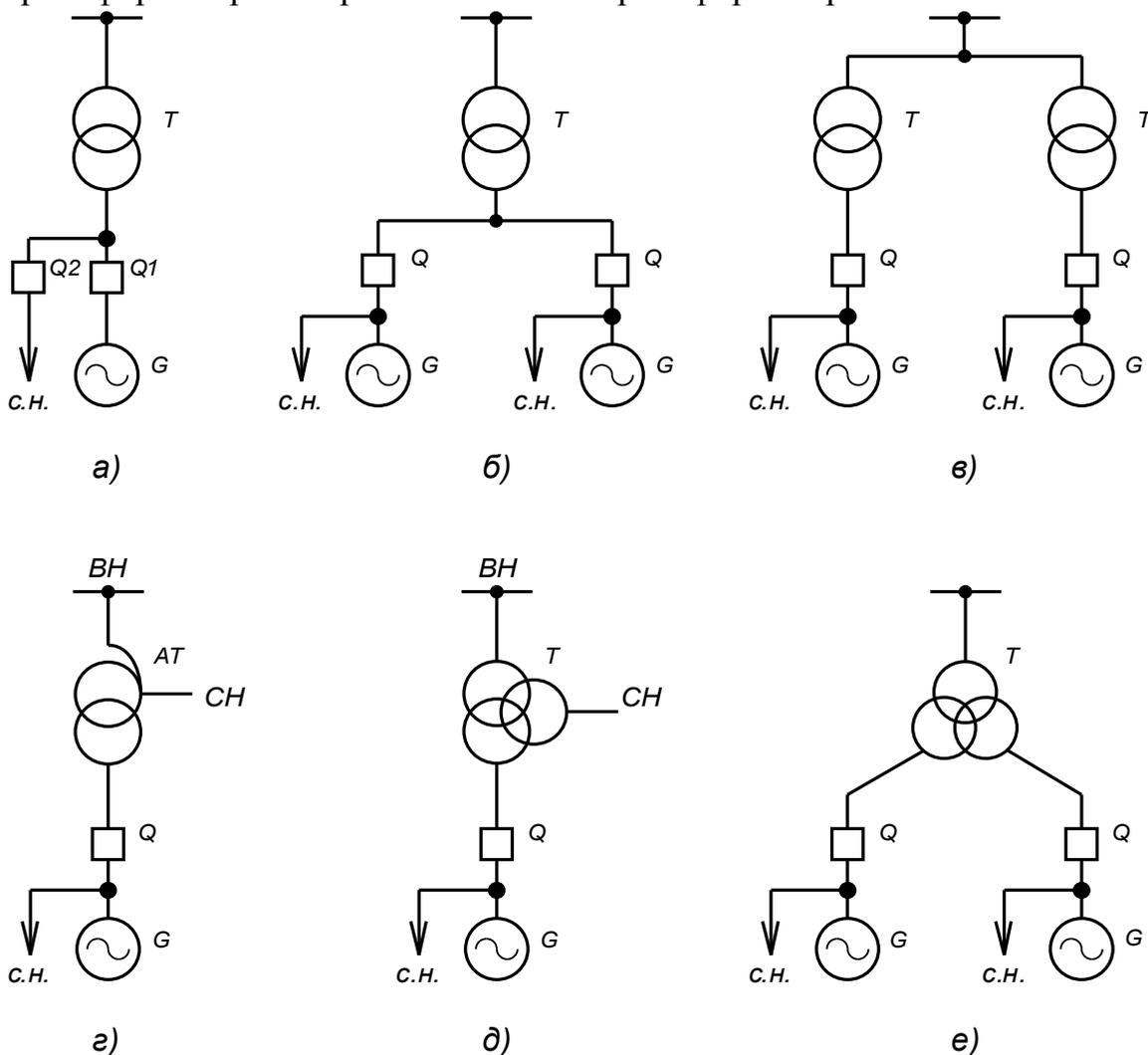


Рис. П1. Электрические схемы блоков ГЭС

Выключатели между генераторами и повышающими трансформаторами устанавливаются:

если при отключении блоков со стороны высшего напряжения изменяется схема подключения других присоединений, остающихся в работе (например, в кольцевых схемах);

на блоках, от которых производится отбор мощности для общестанционных собственных нужд на генераторном напряжении, поскольку

независимо от работы гидрогенератора общестанционные собственные нужды всегда должны иметь связь с РУ через повышающий трансформатор (рис. Г1, а);

при подключении гидрогенераторов к блочным автотрансформаторам (АТ) или к трехобмоточным трансформаторам связи.

Укрупненные блоки образуют подключением нескольких гидрогенераторов к одному общему трансформатору или к одной группе однофазных трансформаторов (рис. Г1, б). Эти блоки могут иметь повышающий трансформатор с расщепленной обмоткой на низшем напряжении (рис. Г1, е). Возможность объединения нескольких гидрогенераторов в один блок должна быть проверена по условиям работы в системе. Необходимость установки генераторных выключателей в укрупненном блоке определяется, исходя из условий режима работы, пуска, остановки и синхронизации генераторов.

Объединенный блок включает в себя несколько одиночных или укрупненных блоков, соединенных между собой без выключателей на высшем напряжении блочных трансформаторов (рис. Г1, в). Генераторные выключатели устанавливаются в каждом блоке.

2. Виды структурных схем ГЭС

Вид структурной схемы ГЭС определяется многими факторами: числом ступеней напряжения, категорией потребителей на среднем напряжении, величиной резервной мощности в системе, возможностью выполнения электромагнитной связи между РУ повышенных напряжений, а также уровнем токов КЗ.

Структурные схемы с поперечными связями на генераторном напряжении находят применение на ГЭС малой мощности в тех случаях, когда на генераторном напряжении (ГН) имеется местная нагрузка и токи КЗ не превышают допустимых значений. Мощность генераторов, подключенных к сборным шинам ГН, может быть как больше, так и меньше мощности нагрузки потребителей на генераторном напряжении, поэтому устанавливаются трансформаторы связи с системой. Через эти трансформаторы избыточная мощность генераторов передается в систему или потребляется недостающая мощность из системы. В качестве трансформаторов связи применяются двухобмоточные трансформаторы или трансформаторы с расщепленной обмоткой на низшем напряжении (рис. Г2, а, в). Наибольшая мощность, передаваемая через трансформаторы связи в нормальном режиме, определяет их мощность и количество.

В большинстве случаев электрическую энергию ГЭС выдают в сеть одного или двух повышенных напряжений, поэтому для них характерны схемы соединения генераторов с трансформаторами по схеме блоков. Выбор структурной схемы ГЭС зависит от мощности и количества блоков, а также мощности, потребляемой на среднем напряжении. Если мощность ГЭС выдается на одном повышенном напряжении, то все генераторы соединяются в

блоки с двухобмоточными трансформаторами (рис. Г2, б). Электроснабжение потребителей местной нагрузки и собственных нужд производится путем отбора мощности на генераторном напряжении. Вопрос об установке генераторных выключателей решается отдельно в каждом случае.

Номинальная мощность трансформаторов $S_{0.ii}$ выбирается по мощности генератора за вычетом местной нагрузки:

$$S_{0.ii} = \frac{D_{G.0\ddot{n}\ddot{o}} - D_{i\ddot{a}\ddot{d}.min}}{\cos\varphi \cdot K_2},$$

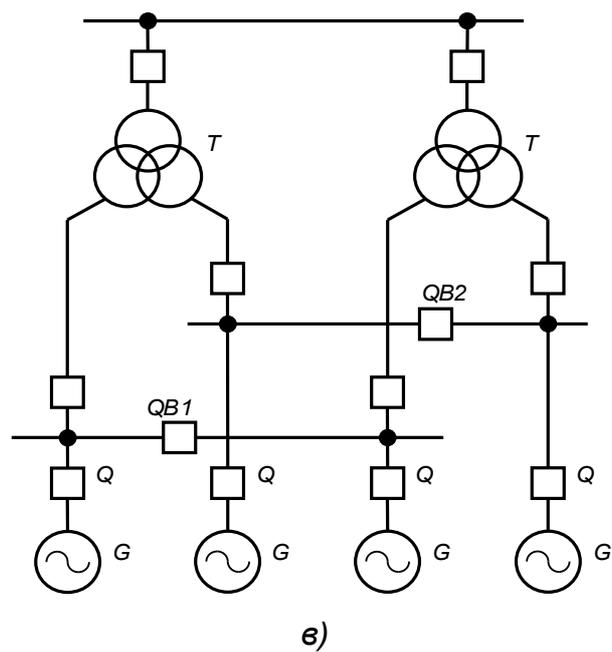
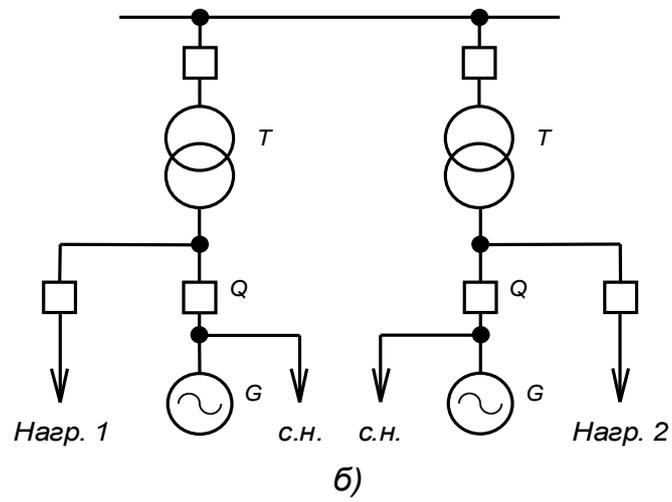
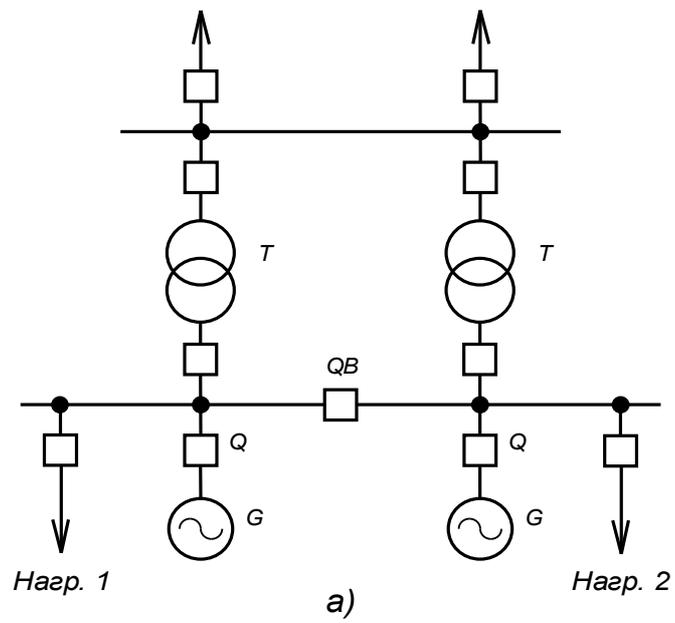


Рис. Г2. Структурные схемы ГЭС с одним повышенным напряжением

где $D_{G.óñò}$ – установленная мощность генератора, МВт;

$D_{i.âð.min}$ – минимальная мощность местной нагрузки, МВт;

$\cos\varphi$ – коэффициент мощности генератора и нагрузки;

K_2 – коэффициент систематической перегрузки, который определяется согласно ГОСТ 14209–85.

Величина мощности собственных нужд при определении мощности трансформаторов не учитывается.

Как правило, мощность ГЭС выдается на двух напряжениях, очень редко – на трех. Обычно на высшем напряжении осуществляется связь станции с системой, на среднем – электроснабжение местного района или связь с системой.

Число блоков, подключенных к среднему напряжению, определяется мощностью нагрузки местных потребителей при условии, что переток мощности через автотрансформатор связи – минимальный.

Мощность блочного трансформатора $S_{\dot{O}_{AE}.íîì$, как двухобмоточного, так и трехобмоточного, определяется по установленной мощности генератора:

$$S_{\dot{O}_{AE}.íîì} \geq \frac{D_{G.óñò}}{\cos\varphi \cdot K_2}.$$

В период наводка генератор должен работать с полной нагрузкой в течение длительного периода. Коэффициент K_2 учитывает систематическую перегрузку трансформатора.

Мощность автотрансформатора связи (AT_{CB}) определяется по наибольшей передаваемой через него мощности $D_{i.âð.max}$ с учетом систематической перегрузки:

$$S_{\dot{A}\dot{O}_{NA}.íîì} \geq \frac{D_{i.âð.max}}{\cos\varphi \cdot K_2}.$$

На рис. ГЗ показаны варианты структурных схем ГЭС с двумя повышенными напряжениями. Так, на рис. ГЗ, а, представлена схема с одним AT_{CB} . В случае установки двух автотрансформатора связи мощность каждого из них выбирается с учетом аварийной перегрузки при выходе одного из строя:

$$S_{\dot{A}\dot{O}_{NA}.íîì} \geq \frac{D_{i.âð.max}}{\cos\varphi \cdot K_{\check{y}}},$$

где $K_{\check{y}}$ – коэффициент аварийной перегрузки (определяется согласно ГОСТ 14209–85).

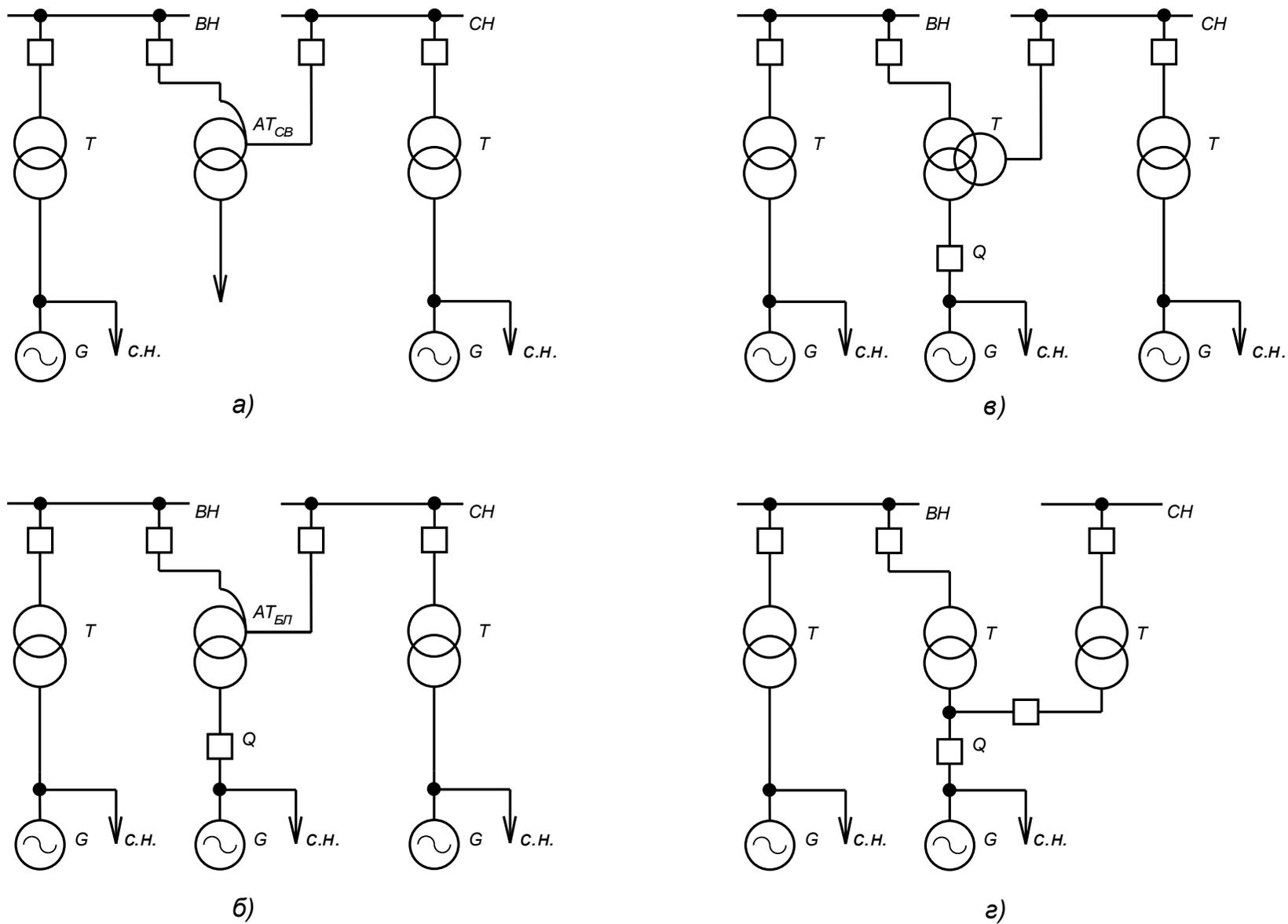


Рис. Г3. Структурные схемы ГЭС с двумя повышенными напряжениями

В роли блочного трансформатора может быть применен автотрансформатор ($AT_{БЛ}$), который в то же время осуществляет связь между РУ повышенных напряжений (рис. Г3, б). В этом случае количество блоков на среднем напряжении должно превышать по мощности необходимую потребляемую нагрузку. Переток мощности через автотрансформатор со среднего на высшее напряжение дает возможность эффективно использовать его проходную мощность. Кроме того, иногда экономически целесообразно применять эту структурную схему, вследствие уменьшения количества ячеек выключателей на высшем напряжении. Номинальная мощность $AT_{БЛ}$ определяется суммой мощностей генератора $D_{G.óñò$ и перетока $D_{i.âð.ò.àõ}$ между РУ повышенных напряжений:

$$S_{\dot{A}\dot{O}_{\dot{A}\dot{E}}.i.i.i} \leq \frac{D_{G.óñò} + D_{i.âð.ò.àõ.max}}{\cos\varphi \cdot K_2}.$$

Коэффициент K_2 учитывает возможность систематической перегрузки $AT_{БЛ}$. Кроме того, номинальная мощность обмотки низшего напряжения $AT_{БЛ}$ $S_{i.i.i.i.i}$ должна удовлетворять условию:

$$S_{i.i.i.i.i} \leq S_{G.óñò}.$$

Номинальная мощность $AT_{БЛ}$ может быть определена по выражению

$$S_{\dot{A}\dot{O}_{\dot{A}\dot{E}}} \leq \frac{S_{ò.è.ì}}{k_{ò.è.ì}},$$

где $S_{ò.è.ì}$ – типовая мощность $AT_{БЛ}$, МВА;

$k_{ò.è.ì}$ – коэффициент типовой мощности:

$$k_{ò.è.ì} = \frac{U_{\dot{A}\dot{I}} - U_{\tilde{N}\dot{I}}}{U_{\dot{A}\dot{I}}}.$$

Как правило, у $AT_{БЛ}$ мощность $S_{i.i.i.i.i}$ превышает значение $S_{ò.è.ì}$.

Применение трехобмоточных трансформаторов для связи РУ и подключение генераторов к обмотке низшего напряжения (рис. Г3, в) рекомендуется для ГЭС с генераторами небольшой мощности при $U_{\tilde{N}\dot{I}.i.i.i} = 35$ кВ и передаваемой мощности на среднем напряжении не менее 15–20% от мощности трансформатора, но не более мощности одного генератора. Для резервирования может быть установлен второй трехобмоточный трансформатор, исходя из категории потребителей на среднем напряжении и перспективы развития местного района. Если

нагрузка на среднем напряжении (35 кВ и выше) не превышает 15–20% мощности блока, то для связи шин генераторного напряжения блока с РУ среднего напряжения могут применяться двухобмоточные трансформаторы (рис. ГЗ, г).

Использование трехобмоточных трансформаторов или AT_{CB} в этом случае нецелесообразно, так как при указанной нагрузке среднего напряжения имеет место существенное недоиспользование мощностей обмоток среднего напряжения трехобмоточных трансформаторов и номинальной мощности AT_{CB} . Число двухобмоточных трансформаторов связи определяется с учетом развития сетей, подключенных к РУ среднего напряжения и обеспечения надежного электроснабжения потребителей на этом напряжении.

Номинальная мощность как двухобмоточных, так и трехобмоточных трансформаторов связи $S_{ТС,ном}$ определяется по выражению

$$S_{\dot{O}_{NA} \cdot \dot{I} \dot{I} \dot{I}} \dot{I} \frac{D_i \dot{a} \dot{a} \dot{a} .max}{\cos \varphi \cdot K_2},$$

где $D_i \dot{a} \dot{a} \dot{a} .max$ – максимальная мощность нагрузки на среднем напряжении, МВт;

$\cos \varphi$ – коэффициент мощности;

K_2 – коэффициент, учитывающий систематическую перегрузку при одном трансформаторе или аварийную перегрузку при двух трансформаторах.

Лекция 12. Электроснабжение собственных нужд ГЭС

Постановлением Госкомстата России № 161 от 29 сентября 1992 г. утверждена следующая номенклатура элементов расхода электроэнергии на собственные нужды гидроэлектростанций:

1. Гидротехнические сооружения:

электродвигатели механизмов, обслуживающих плотину, водосбросы, промывные устройства, водозабор ГЭС, водовыпуски и пр.;

освещение и отопление помещений сооружений ГЭС и деривации, обогрев пазов затворов.

2. Напорный бассейн (или аванкамера):

электродвигатели механизмов, обслуживающих напорный бассейн (аванкамеры), промывных устройств;

электродвигатели механизмов, обслуживающих решетки и пазы затворов напорного фронта;

освещение напорного бассейна и отопление помещений, относящихся к сооружениям напорного бассейна (аванкамеры);

обогрев решеток и затворов напорного фронта.

3. Здание ГЭС:

электродвигатели, действующие в системе регулирования, в системе технического водоснабжения гидроагрегатов, в системе откачки воды из проточного тракта гидроагрегатов и дренажных вод здания ГЭС;

электродвигатели масляного и пневматического хозяйства ГЭС, системы пожаротушения генераторов и здания ГЭС;

электродвигатели механизмов на открытие-закрытие затворов напорных трубопроводов и подъемных механизмов (кранов, лифтов, лебедок и пр.);

электросварка, электроинструменты, электродвигатели механизмов и станков мастерских по ремонту гидромеханического и электротехнического оборудования;

освещение, отопление и вентиляция всех без исключения помещений здания ГЭС, а также помещений распределительного устройства и освещение его территории.

На первый взгляд, перечень достаточно внушительный. Но на ГЭС, в отличие от ТЭС и АЭС, отсутствуют процесс приготовления энергоносителя (пара), и работа с ним после турбины. Поэтому расход электроэнергии на с.н. ГЭС значительно ниже, он составляет, 0,2–2% установленной мощности (см. табл. 1).

Наименьший процент потребления электроэнергии относится к мощным ГЭС, наибольший – к небольшим по мощности ГЭС, в том числе деривационным.

В качестве электропривода механизмов с.н. ГЭС чаще всего используются асинхронные электродвигатели с короткозамкнутым ротором. Удельное содержание электроприемников, не допускающих перерыва питания, на ГЭС значительно меньше, чем на ТЭС и АЭС. Но в связи с тем, что имеет место большой диапазон мощностей, разнохарактерный режим работы отдельных электроприемников и отсутствие пропорциональной зависимости между потреблением электроприемников с.н. и энергией, вырабатываемой на ГЭС, определение расчетной мощности, потребляемой с.н. ГЭС, представляет известные трудности.

Электроприемники собственных нужд

Как и для других типов электрических станций, для ГЭС агрегаты собственных нужд можно подразделить:

по назначению;

по территориальному расположению;

по напряжению;

по режиму работы и участию в самозапуске;

по ответственности.

По своему *назначению* электроприемники собственных нужд ГЭС делят на две группы: *агрегатные* и *общестанционные* (перечень приведен ниже, в табл. Г1). *Агрегатные с.н.* включают в себя все вспомогательные

механизмы, обслуживающие агрегат, а в единичном блоке – еще и повышающий блочный трансформатор. К агрегатным относятся: маслонасосы напорных установок гидроагрегатов (МНУ), лекажный насос, насос откачки воды с крышки турбины, насосы технического водоснабжения; у генераторов с непосредственным охлаждением – насосы циркуляции воды, насосы или вентиляторы охлаждения трансформатора и др. *Общестанционные с.н.* имеют общее назначение: подъемные механизмы, вентиляция, отопление, насосы системы осушения проточной части агрегата, дренажные насосы, компрессорные, насосы пожаротушения и т. д. Следует также отметить, что от шин с.н., как правило, питают потребителей, входящих в состав гидроузла, а именно шлюз, городские, промышленные водозаборы. Кроме того, от этих шин получает питание пристанционный поселок. Перечисленные потребители не имеют прямого отношения к с.н. ГЭС.

Территориально электроприемники размещают: в здании ГЭС, на открытом распределительном устройстве, на плотине, При этом характерным является:

достаточно стабильный состав электроприемников с.н. внутри здания ГЭС. Различия определяются системой охлаждения генераторов, трансформаторов, типом системы возбуждения генератора;

электроприемники за пределами здания ГЭС могут иметь значительные отличия, что вызвано типом ГЭС – русловая, русловая совмещенная, приплотинная, деривационная, а также климатическими условиями.

Как уже указывалось, ***питание всех электроприемников осуществляется на переменном токе.*** Основная часть электроприемников работает на напряжении 0,4/0,23 кВ. Однако на многих ГЭС кроме напряжения 0,4/0,23 кВ в системе собственных нужд используют более высокое напряжение – 6 или 10 кВ.

Различают три характерных режима электроприемников СН: длительный, эпизодический и периодический.

В *длительном* режиме работают: освещение, вентиляция, отопление, насосы водяного охлаждения генераторов, маслонасосы охлаждения трансформаторов с принудительной циркуляцией, охлаждение тиристорных преобразователей системы возбуждения генератора, зарядно-подзарядные агрегаты аккумуляторных батарей и др.

В *эпизодическом* режиме (например, перенос и установка ремонтных затворов водосливной плотины) работают все подъемные механизмы, насосы системы осушения проточной части агрегата, насосные станции пожаротушения и др.

В *периодическом* режиме («работа-пауза») работают маслонасосы МНУ (частота цикла увеличивается при использовании гидроагрегатов в пике графика нагрузки), насосы откачки воды с крышки турбины, лекажный насос, компрессоры, обслуживающие воздушные выключатели и др.

По степени ответственности электроприемники с.н. ГЭС разделяют на три группы (см. табл. Г1).

К 1 группе относятся электроприемники, работа которых связана с выработкой электроэнергии ГЭС и ее качеством или с возможностью повреждения оборудования и гидротехнических сооружений. Перерыв питания электроприемников 1 группы допускается на время действия АВР (автоматического ввода резерва). Самозапуск всех ответственных электродвигателей должен обеспечиваться после отключения КЗ и после действия АВР.

Ко 2 группе относятся электроприемники, непосредственно не связанные с выработкой электроэнергии. Перерыв питания допускается на время, необходимое для его восстановления дежурным персоналом.

К 3 группе относятся электроприемники, у которых допускается перерыв питания неопределенной длительности.

Таблица Г1

Перечень и характеристика потребителей с.н. ГЭС

Наименование приемников	Участие в само-запуске	Группа по требуемой надежности	Мотивы, на основании которых указана группа
1	2	3	4
Собственные нужды агрегатов			
Циркуляционные насосы охлаждения обмоток генератора и выпрямителей системы возбуждения	Да	1	Связаны с работой агрегата
Маслонасосы МНУ	Да	1	То же
Компрессоры торможения	Да	1	То же
Насосы откачки воды с крышки турбины	Да	2	То же, но допускают кратковременный перерыв
Лекажный насос	Да	2	То же, но допускают кратковременный перерыв
Охлаждение главных трансформаторов	Да	1	Выдача электроэнергии в систему
Приводы задвижек технического водоснабжения	Нет	2	Пуск агрегата, заменяется ручной операцией
Насосы технического водоснабжения	Да	1	Связаны с работой агрегата
Компрессоры отжатия воды для работы генератора в режиме синхронного компенсатора	Да	1-2	Связаны с работой агрегата
Механизм для подъема быстропадающих щитов	Нет	1-2	К 1 группе относятся механизмы опускания щитов

Продолжение табл. Г1

1	2	3	4
Компрессоры зарядки МНУ	Нет	1-2	Работает периодически
Маслонасосы системы смазки агрегатов	Да	1	Связаны с работой агрегата
Электронагрев кабельных вводов повышающих трансформаторов	Да	2	Допускается кратковременный перерыв
Электродвигатели подачи воздуха под рабочее колесо турбины	Нет	2	Допускается кратковременный перерыв
<i>Общестанционные собственные нужды</i>			
<u>Аккумуляторная батарея</u> Зарядное устройство	Нет	2	Вспомогательные механизмы, не допускают длительного перерыва в работе
Подзарядное устройство	Нет	2	Устанавливается два комплекта
Калорифер	Нет	2	Вспомогательные механизмы, не допускают длительного перерыва в работе
Вентилятор	Да	2	Вспомогательные механизмы, не допускают длительного перерыва в работе
<u>Открытое распределительное устройство</u> Компрессоры пневматического хозяйства	Да	3	Работают на ресиверы (сосуды высокого давления), но длительный перерыв в работе может влиять на работу станции в целом
Обогрев баков выключателей	Нет	2	Связан с работой ГЭС, но в работе допускается перерыв
Обогрев шкафов приводов выключателей	Нет	2	Связан с работой ГЭС, но в работе допускается перерыв
<u>Лаборатория</u> Испытательный стенд	Нет	3	В работе допускается перерыв неопределенной длительности
<u>Насосные устройства</u> Насосы откачки воды из отсасывающих труб	Нет	1-2	Исходя из условий безопасности ремонтных работ
Дренажный насос	Да	1-2	В зависимости от допустимой длительности перерывов в работе

Продолжение табл. Г1

1	2	3	4
Пожарные насосы	Да	1	Необходима безотказная работа
Насосы хозяйственного водоснабжения	Нет	3	В работе допускается перерыв неопределенной длительности
<i>Подъёмные механизмы</i> Краны машинного зала	Нет	2	Вспомогательные механизмы, допускают длительный перерыв в работе
Перегрузочные краны	Нет	3	Допустимы длительные перерывы в работе
Тельфер шандор отсасывающих труб	Нет	2	Допустимы кратковременные перерывы в работе
Мостовые краны щитовых отделений	Нет	2	Допустимы кратковременные перерывы в работе
Механизмы подъёма быстропадающих щитов	Нет	1-2	К 1 группе относятся механизмы опускания щитов
Мусороочистительные машины решеток	Нет	2	Допустимы кратковременные перерывы в работе
Механизмы подъёма щитов плотины	Нет	1-2	В зависимости от необходимости срочного ввода в работу
Механизмы закрытия дроссельных затворов напорных трубопроводов	Да	1-2	Отказ в работе может привести к аварии сооружения
<i>Масляное хозяйство</i> Двигатели сепараторов	Нет	3	В работе допускается перерыв неопределенной длительности
Подогреватели сепараторов	Нет	3	То же
Фильтр-прессы	Нет	3	То же
Насосы масляные	Нет	3	То же
Сушильные шкафы	Нет	3	То же
<i>Разные потребители станционного узла</i> Передвижные приемники ремонтного назначения	Нет	3	В работе допускается перерыв неопределенной длительности
Компрессоры технических нужд	Нет	3	То же
Вентиляторы здания ГЭС	Да	2-3	В зависимости от климатических условий и назначения

Продолжение табл. Г1

1	2	3	4
Отопление помещений здания ГЭС	Нет	3	В работе допускается перерыв неопределенной длительности
Лифты пассажирские	Нет	2	Отказ в работе осложняет эксплуатацию
Лифты грузовые	Нет	3	В работе допускается перерыв неопределенной длительности
Электрическое освещение	-	1-2	Связано с нормальной работой эксплуатационного персонала
Пристанционный поселок	-	2	Связано с нормальной работой эксплуатационного персонала
<i>Плотины, головные сооружения деривации</i> Механизмы щитовых затворов	Нет	1-2	1 или 2 группа устанавливается в зависимости от назначения и режима работы затворов
Обогрев затворов	-	2-3	2 или 3 группа устанавливается в зависимости от назначения затвора
Кран	-	2-3	2 или 3 группа устанавливается в зависимости от назначения крана
Механизмы мусороудаления	-	3	В работе допускается перерыв неопределенной длительности
Передвижные ремонтные аппараты	-	3	То же
Электрическое освещение	-	3	То же

Питание электроприемников 1 и 2 группы должно осуществляться от двух независимых источников. При этом для электроприемников 1 группы должен быть предусмотрен автоматический ввод резервного питания. Во время полной остановки агрегатов ГЭС допускается питание от одного источника питания, но второй должен быть в состоянии горячего резерва. Если им является один из агрегатов ГЭС, он должен работать на холостом ходу. Напряжение на электроприемниках с.н. должно поддерживаться в установленных пределах. Допускается отклонение напряжения: на электродвигателях в пределах +5% (в отдельных случаях до +10%). На лампах освещения – 2,5%; на удаленных лампах аварийного и наружного освещения ±5%.

Регулирование напряжения в системе собственных нужд

осуществляется на основных трансформаторах с.н., которые должны иметь устройство регулирования напряжения под нагрузкой (РПН).

Лекция 13. Условия, обеспечивающие самозапуск электродвигателей

На рис. Г10 показана схема питания двигателей и статической нагрузки (калориферы обогрева оборудования или отопления) от трансформатора собственных нужд (ТСН), подключенного к выводам генератора. При возникновении КЗ в сети с.н., напряжение на шинах 0,4 кВ резко снижается, характеристика момента, пропорционального квадрату напряжения на двигателе, также снижается, его частота вращения уменьшается. Снижение частоты вращения (выбег) зависит от времени отключения КЗ, от вида КЗ и его электрической удаленности по отношению к шинам 0,4 кВ, от характеристики $\dot{I}_{\tilde{N}}$ (как и у ТЭС, к первой группе относятся агрегаты, у которых $\dot{I}_{\tilde{N}} = const$, например – лебедки подъемных механизмов; ко второй группе принадлежат центробежные насосы, вентиляторы, компрессоры, для которых эта зависимость падающая: $\dot{I}_{\tilde{N}} = f(\omega)$). На рис. Г11 показаны падающая $\dot{I}_{\tilde{N}1}$ и постоянная $\dot{I}_{\tilde{N}2}$ характеристики механизмов, а также характеристики $\dot{I}_{\tilde{A}\tilde{A}}$ при разных напряжениях на шинах $U_{\tilde{A}\tilde{A}}$.

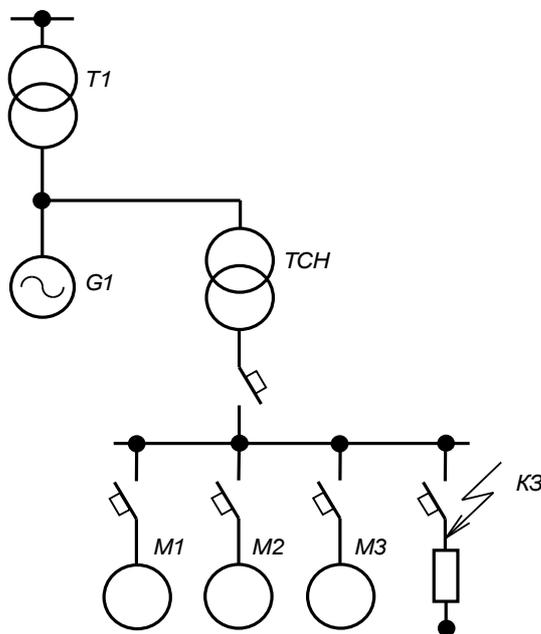


Рис. Г10. Исходная схема электроснабжения двигателей с.н. для расчета режима самозапуска после отключения КЗ

Наиболее тяжелым случаем будет такой, при котором к моменту отключения КЗ защитой все двигатели затормозятся и, следовательно, все будут находиться в режиме пуска, потребляя пусковой ток; при этом

напряжение на двигателях оказывается значительно ниже номинального.

Если известно минимальное напряжение $U_{\dot{A}\dot{A}.min}$, при котором двигателям с данными характеристиками $\dot{I}_{\dot{N}.i}$ должен быть обеспечен самозапуск, можно рассчитать действительное напряжение на двигателях в этом режиме $U_{\dot{A}\dot{A}.\dot{a}\dot{a}\dot{e}\dot{n}\dot{o}\dot{a}}$ и сопоставить его с $U_{\dot{A}\dot{A}.min}$. Если $U_{\dot{A}\dot{A}.\dot{a}\dot{a}\dot{e}\dot{n}\dot{o}\dot{a}} > U_{\dot{A}\dot{A}.min}$, то самозапуск произойдет, если $U_{\dot{A}\dot{A}.\dot{a}\dot{a}\dot{e}\dot{n}\dot{o}\dot{a}} < U_{\dot{A}\dot{A}.min}$ – двигатели не запустятся. Можно в качестве оценки успешности самозапуска двигателей использовать максимальную суммарную мощность двигателей, участвующих в самозапуске (подключенных к шинам 0,4 кВ), при которой самозапуск будет обеспечен. Действительная суммарная мощность электродвигателей не должна превосходить $P_{\dot{A}\dot{A}.max}$. Если это условие не выполняется, то необходимо автоматическое отключение наименее ответственных двигателей. Следует отметить, (см. табл. Г1), что двигатели подъемных механизмов ($\dot{I}_{\dot{N}} = const$) в самозапуске не участвуют.

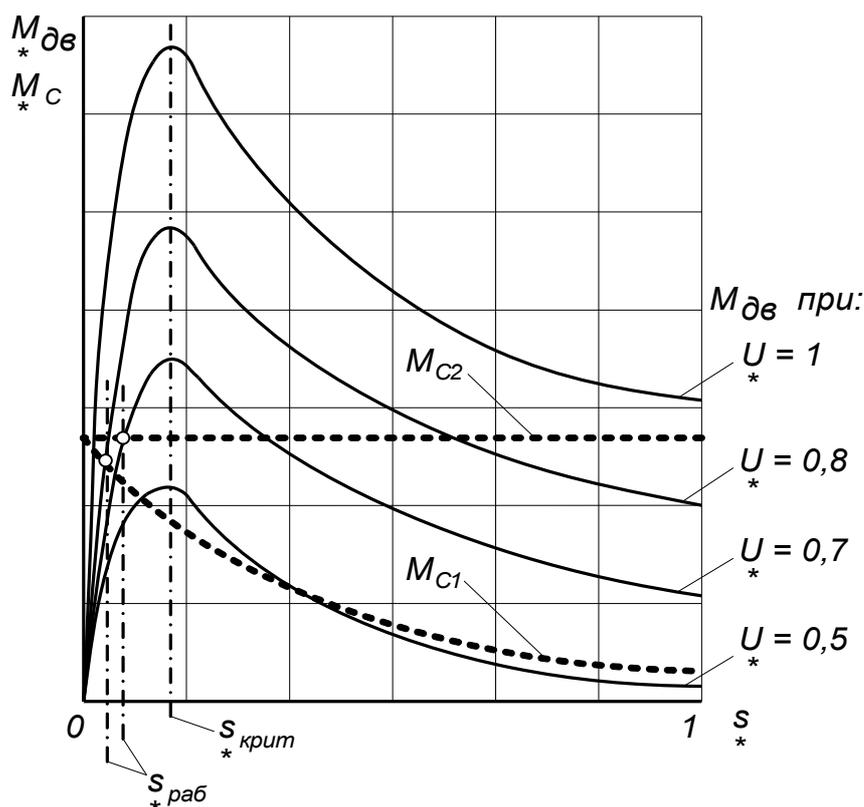


Рис. Г11. Условия работы асинхронного двигателя при сниженных напряжениях и разных моментах сопротивления механизмов с.н.

Расчетная мощность электродвигателей, участвующих в самозапуске, определяется при заданном $U_{\dot{A}\dot{A}.min}$. Расчетная схема показана на рис. Г12, а;

все двигатели введены сверхпереходным сопротивлением $x_{\dot{a}\dot{a}.i}^{\ddot{}}$ и э.д.с. $E_{\dot{a}\dot{a}.i}^{\ddot{}} = 0$ (режим пуска). На рис. Г12, б, показана упрощенная схема, в которой все двигатели представлены одним эквивалентным, мощность которого равна суммарной мощности всех двигателей, участвующих в самозапуске со средними параметрами

$$I_{\dot{a}\dot{a}.i}^{\ddot{}} \approx n_{\dot{a}\dot{a}.i}^{\ddot{}} \cdot I_{\dot{a}\dot{a}.i}^{\ddot{}} \cdot \cos \varphi_{\dot{a}\dot{a}.i}^{\ddot{}};$$

$$U_{\dot{a}\dot{a}.i}^{\ddot{}} = I_K \cdot \sum x_{\dot{a}\dot{a}.i}^{\ddot{}} \cdot I_{\dot{a}\dot{a}.i}^{\ddot{}} \approx U_{\dot{a}\dot{a}.i}^{\ddot{}} \cdot \min;$$

$$\text{и } P_{\dot{a}\dot{a}.i}^{\ddot{}} \approx P_{\dot{a}\dot{a}.i}^{\ddot{}} \cdot \max.$$

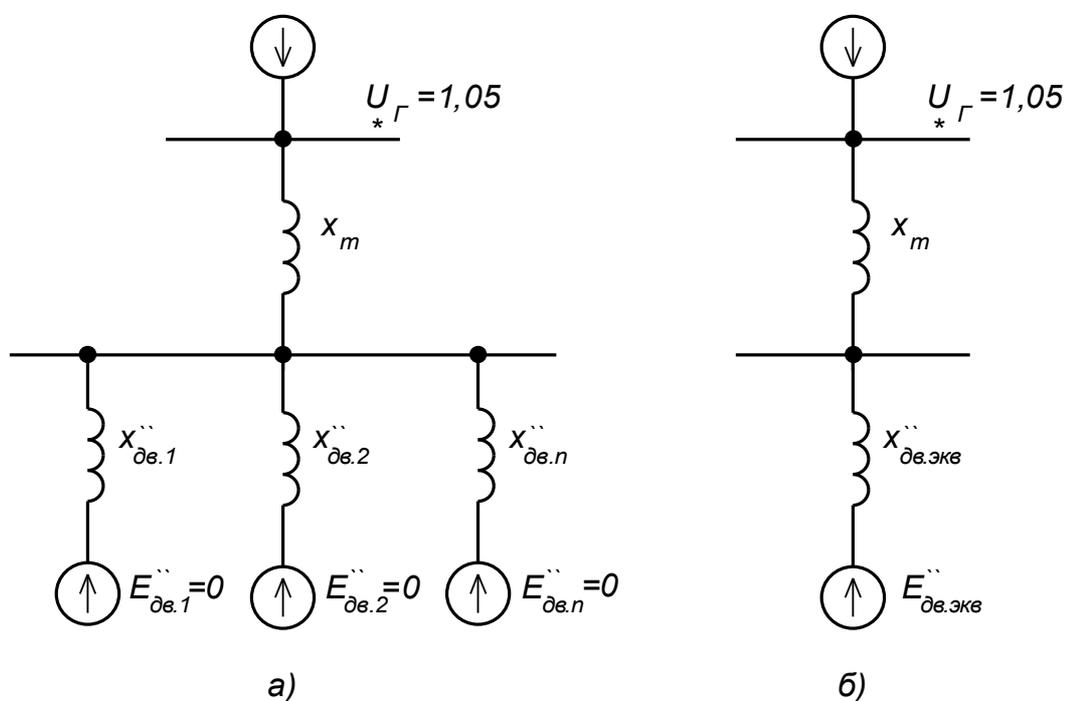


Рис. Г12. Расчётная схема режима самозапуска двигателей с.н.

Так как режим пуска аналогичен режиму КЗ, потребляемый двигателями пусковой ток равен току КЗ.

$$\text{При } S_{\dot{a}\dot{a}.i}^{\ddot{}} = S_{\dot{a}\dot{a}.i}^{\ddot{}} \cdot I_{\dot{a}\dot{a}.i}^{\ddot{}} = S_{\dot{a}\dot{a}.i}^{\ddot{}} \cdot I_{\dot{a}\dot{a}.i}^{\ddot{}} \cdot \cos \varphi_{\dot{a}\dot{a}.i}^{\ddot{}} = I_{\dot{a}\dot{a}.i}^{\ddot{}} / I_{*}^{\ddot{}} \cdot \cos \varphi_{\dot{a}\dot{a}.i}^{\ddot{}};$$

$$\text{и } S_{\dot{a}\dot{a}.i}^{\ddot{}} = \frac{e \cdot P_{\dot{a}\dot{a}.i}^{\ddot{}}}{n_{\dot{a}\dot{a}.i}^{\ddot{}} \cdot \cos \varphi_{\dot{a}\dot{a}.i}^{\ddot{}}}.$$

Для $U_{\dot{a}\dot{a}.i}^{\ddot{}} \cdot \min$ будем иметь:

$$\begin{aligned}
 U_{\text{äâ.min}} &= \frac{U_{* \tilde{a}}}{x_{* \delta} + x_{* \text{äâ.yêâ}} \frac{S_{\text{Ö.í.í.í}}}{S_{\text{äâ.max}}}} \cdot \frac{S_{\text{Ö.í.í.í}}}{S_{\text{äâ.max}}} = \\
 &= \frac{1,05 \frac{S_{\text{Ö.í.í.í}}}{I_{* \text{í.óñê.ñð}} \frac{\eta_{\text{ñð}} \cos \varphi_{\text{ñð}}}{P_{\text{äâ.max}}}}}{x_{* \delta} + \frac{S_{\text{Ö.í.í.í}}}{I_{* \text{í.óñê.ñð}} \frac{\eta_{\text{ñð}} \cos \varphi_{\text{ñð}}}{P_{\text{äâ.max}}}},
 \end{aligned}$$

откуда

$$\eta_{P_{\text{äâ.max}}} = \frac{(1,05 - U_{* \text{äâ.min}}) \frac{S_{\text{Ö.í.í.í}}}{U_{* \text{äâ.min}} \frac{\eta_{\text{ñð}} \cos \varphi_{\text{ñð}}}{P_{\text{äâ.max}}}}}{U_{* \text{äâ.min}} \frac{\eta_{\text{ñð}} \cos \varphi_{\text{ñð}}}{P_{\text{äâ.max}}}}. \quad (\Gamma 1)$$

По данным ВПИ и НИИ Гидропроект для двигателей мощностью до 100 кВт, имеющих $M_{\text{ÊÐ}} = 1,8 \dot{U}_{\text{í.í.í}}$, $U_{\text{äâ.min}} = 0,65 \dot{U}_{\text{í.í.í}}$; для двигателей мощностью более 100 кВт с $M_{\text{ÊÐ}} \dot{U}_{\text{í.í.í}}$, $U_{\text{äâ.min}} = 0,6 \dot{U}_{\text{í.í.í}}$ при $\dot{I}_{\text{ñð.í.óñê}} = 0,2$. Из уравнения (Г1) следует, что увеличение мощности ТСН и снижение его $x_{* \delta}$ ($U_{\text{Ê}}, \%$) улучшает условия самозапуска.

Напряжение короткого замыкания ($U_{\text{Ê}}$) трансформаторов мощностью 630 кВА принимают 5,5%, для трансформаторов 1000 кВА $U_{\text{Ê}}$ принимают равным 8%; при этом условия самозапуска электродвигателей ухудшаются.

Практически на ГЭС, как установлено из опыта проектирования, подлежат проверке по условию самозапуска трансформаторы мощностью менее 400 кВА при $U_{\text{Ê}} = 5,5\%$ и трансформаторы 1000 кВА, при $U_{\text{Ê}} = 8\%$, питающие агрегатные или блочные собственные нужды, где наиболее мощными являются двигатели насосов МНУ.

Схемы электрических соединений с.н. ГЭС

При проектировании схем электрических соединений с.н. ГЭС, согласно *Норм технологического проектирования ГЭС (НТП)*, необходимо учитывать:

главную схему электрических соединений ГЭС (количество и мощность агрегатов, структурную схему, количество и значения повышенных напряжений);

режимы работы ГЭС в системе;

требования к электроснабжению электроприемников собственных нужд соответствующих технологических систем, напряжения двигателей с.н., территориальное размещение электроприемников с.н.;

наличие внешних потребителей, питание которых должно осуществляться от системы с.н. ГЭС;

наличие местной электрической сети 6–20 кВ;

компоновочные и конструктивные соображения.

Требования, предъявляемые к схемам электроснабжения с.н.:

надежность электроснабжения потребителей не допускающих длительного перерыва (электроснабжение должно осуществляться от двух независимых источников питания);

ремонтпригодность схемы (предусматривается возможность производить ремонт электрооборудования без нарушения электроснабжения);

возможность применения АВР;

простота эксплуатации (достигается наглядностью, единообразием схемы, однотипностью оборудования, отказом от излишней степени резервирования);

экономичность, т.е. минимум затрат – определяется структурной схемой питания с.н. (количеством оборудования) и протяженностью сетей 0,4 кВ.

Источники питания с.н.

Электроснабжение собственных нужд может осуществляться от специальных агрегатов с.н. (турбина – генератор); от системы с помощью трансформаторов, подключенных к повышенному напряжению ГЭС; от системы через третичную обмотку автотрансформаторов связи, от генераторов местной сети 6–20 кВ.

Питание от специальных агрегатов на ГЭС и на тепловых станциях предусматривалось на самых первых электрических станциях СССР, в частности на ДнепроГЭС-1, где такой агрегат «Комсомолка», увезенный в годы войны фашистами и найденный в ЧССР, а затем возвращенный на свое место, используется в настоящее время, но уже не в качестве основного источника питания, а резервного. На Волжской ГЭС им. XXII съезда КПСС такой агрегат установлен на турбине, предусмотренной для пропуска рыбы. В настоящее время подобные агрегаты в связи с их высокой стоимостью и неспособностью обеспечить самозапуск двигателей, не применяются.

Питание от РУ повышенного напряжения рекомендуется, если напряжение не превышает 35 кВ; подключение к более высокому напряжению на ГЭС не применяют, так как трансформаторы и выключатели имеют высокую стоимость.

В настоящее время на ГЭС применяют электроснабжение с.н. от системы через третичную обмотку автотрансформаторов связи и от генераторного напряжения (от системы и от генераторов). В последнее время, как рекомендуют НТП, широко используется питание с.н. ГЭС от

местной сети.

Напряжение в системе с.н.

Как указывалось выше, для питания электроприемников с.н. в подавляющем большинстве случаев требуется напряжение 0,4/0,23 кВ. Необходимость в более высоком напряжении 6 или 10 кВ (кроме 0,4/0,23 кВ) возникает на ГЭС по следующим причинам:

наличие мощных двигателей, требующих более высокого напряжения;
наличие электроприемников с.н., расположенных на большом расстоянии от здания ГЭС (например, механизмы головного узла на деривационной ГЭС);

питание внешних потребителей, какими обычно являются: пристанционный поселок, шлюз, промышленные и городские водозаборы;

большая мощность, потребляемая с.н. ГЭС, требующая большого количества трансформаторов с вторичным напряжением 0,4 кВ. Последнее определяется тем, что мощность этих трансформаторов ограничена значением 1000 кВА по условию допускаемого уровня токов КЗ в распределительной сети 0,4 кВ, а также большой протяженностью сооружения.

Выбор напряжения – 6 или 10 кВ – определяется следующими соображениями:

при наличии двигателей с.н., требующих напряжение больше 0,4 кВ, принимается 6 кВ;

если напряжение генераторов – 6 или 10 кВ, то принимается напряжение генератора;

если напряжение местной сети – 6 или 10 кВ, то принимается напряжение этой сети.

В остальных случаях выбор напряжения определяется радиусом обслуживания этой сети и экономическими соображениями.

Структура схем питания с.н.

В практике проектирования ГЭС в ВПИ и НИИ Гидропроект и его отделениях сложились три структуры питания собственных нужд ГЭС:

с общим питанием всех с.н.;

с отдельным питанием агрегатных и общестанционных с.н.;

с отдельным питанием блочных и общестанционных с.н..

По своему назначению собственные нужды ГЭС подразделяются, как уже указывалось выше, на две группы: *агрегатные* и *общестанционные*. В последнее время возникло понятие *блочных* с.н., под которыми понимаются все электроприемники с.н., расположенные на территории блока в силовой части здания ГЭС, т. е. агрегатные с.н. и часть общестанционных с.н. В этом случае к *общестанционным собственным нуждам* относят общестанционные с.н. вне здания ГЭС.

Принятой структуре схем питания с.н. ГЭС соответствует терминология трансформаторов с.н.: главные трансформаторы собственных нужд (ГТСН), блочные трансформаторы с.н. (БТСН), агрегатные трансформаторы с.н. (АТСН), резервные агрегатные трансформаторы с.н. (РАТСН), общестанционные трансформаторы собственных нужд (ОТСН). Главными трансформаторами с.н. называют трансформаторы, питающие все собственные нужды при общем питании всех собственных нужд, и трансформаторы, питающие общестанционные нужды при раздельном питании с.н.

Соответственно АТСН питают агрегатные с.н., БТСН – блочные СН.

На рис. Г13 показано присоединение ГТСН к блокам и к третичной обмотке автотрансформатора связи (АТС). ГТСН присоединяют к блокам между генераторным выключателем и повышающим трансформатором. Вторичное напряжение ГТСН 6–10 кВ или 0,4 кВ.

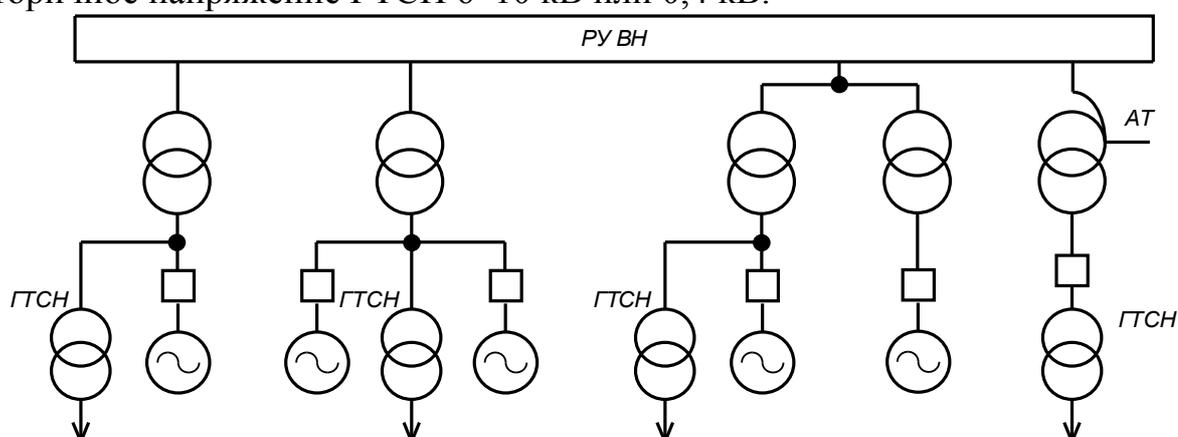


Рис. Г13. Присоединение ГТСН в структурной схеме ГЭС

На рис. Г14 показано присоединение АТСН. В большинстве случаев каждый генератор имеет свой АТСН, который подключают к выводам генератора (между генератором и генераторным выключателем) в единичном, укрупненном и объединенном блоках. В единичном блоке генераторный выключатель может не устанавливаться. В тех случаях, когда под один выключатель присоединяется два и более генератора, для них предусматривается один АТСН. Вторичное напряжение АТСН – 0,4 кВ.

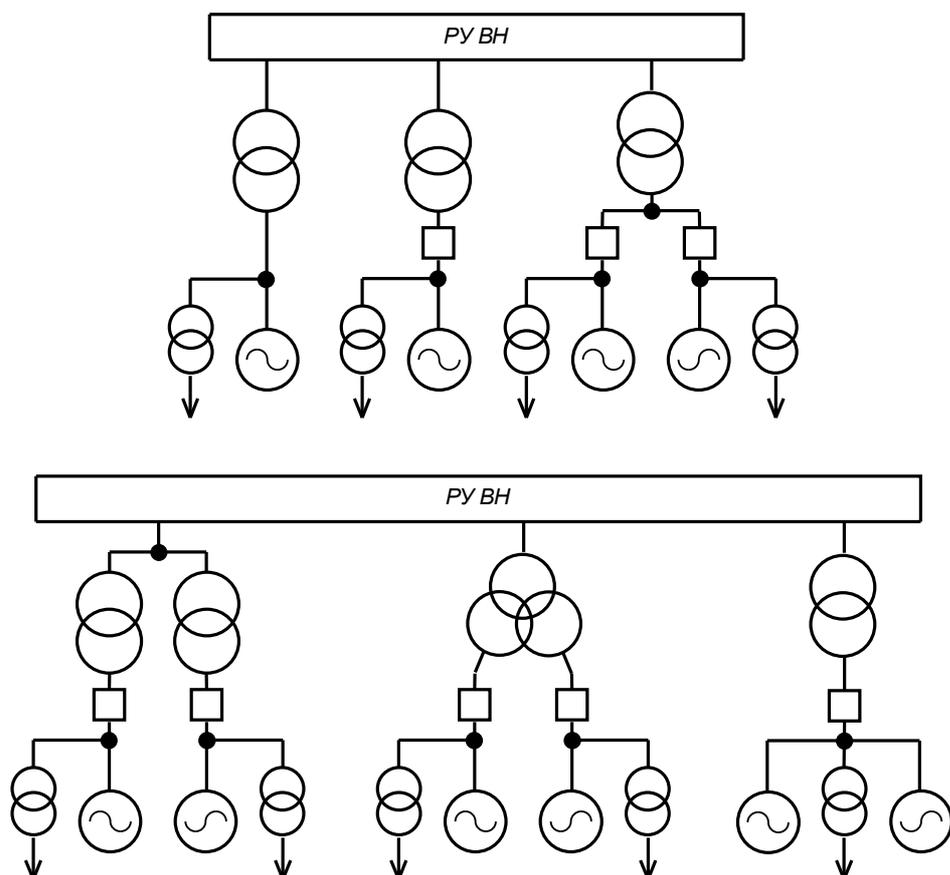


Рис. Г14. Присоединение АТСН в структурной схеме ГЭС

На рис. Г15 показаны блочные трансформаторы с.н. и их присоединения. БТСН подключают между выключателем генератора и трансформатором. На блок устанавливают один БТСН. Вторичное напряжение БТСН – 0,4кВ. Поскольку мощность таких трансформаторов не должна превышать 1000 кВА, на укрупненных и объединенных блоках могут быть установлены БТСН на каждом генераторе (показано пунктиром). Практика Московского отделения «Гидропроект» показала, что установка коммутационных аппаратов на высшем напряжении трансформаторов с.н. нежелательна. При необходимости отсоединения этих трансформаторов используют температурные компенсаторы или предусматривают шинные разъемы.

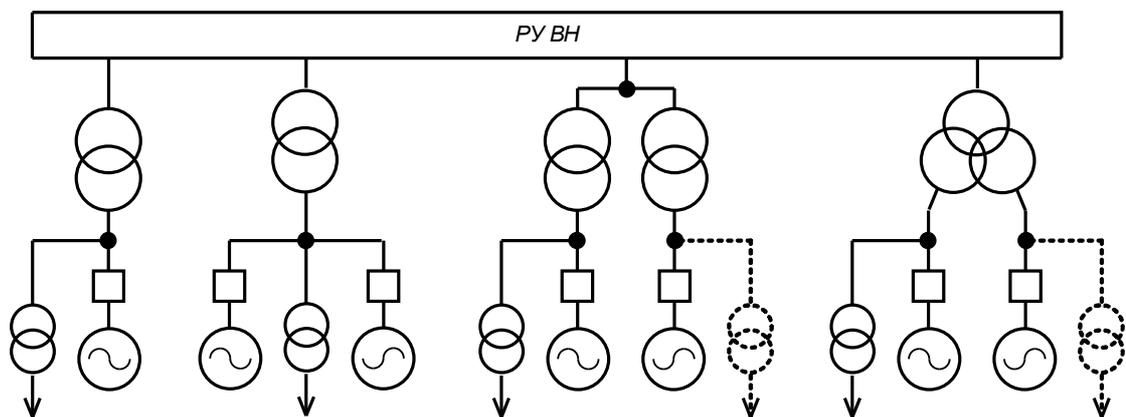


Рис. Г15. Присоединение БТСН в структурной схеме ГЭС

Количество трансформаторов с.н.

Количество трансформаторов, питающих данное РУ 6–10 или 0,4 кВ, определяется требованиями надежности электроснабжения. Количество ГТСН при электроснабжении с.н. от ГЭС рекомендуется НТП не более двух, необходимость третьего ГТСН требует соответствующего обоснования. Во всех случаях при возможности подключения с.н. к местной сети, это делается (заменяется питание от одного из ГТСН). Мощность ГТСН выбирается с учетом аварийной перегрузки.

Блочные с.н. питают двумя трансформаторами, один из которых подсоединен к блоку, а другой к РУ 6–10 кВ общестанционных собственных нужд. Оба трансформатора являются рабочими (скрытый резерв) и мощность их выбирается с учетом аварийной перегрузки. Возможна также схема, в которой рабочее электроснабжение блочных с.н. осуществляется от блока, а от РУ 6–10 кВ общестанционных с.н. питается общий (на все или половину блочных с.н.) резервный трансформатор РБТСН (явный резерв). Тогда при выборе мощности этих трансформаторов не учитывается перегрузка. Мощность их всех выбирается одинаковой.

Рабочее питание агрегатных СН производится от АТСН, резервирование агрегатных СН осуществляется от общих на несколько АТСН резервных трансформаторов (РАТСН), питающихся от общестанционных СН 6–10 кВ. Мощность рабочего АТСН выбирается с учетом возможной перегрузки; мощность РАТСН выбирается по режиму замены одного АТСН и одновременного пуска агрегата, что составляет примерно $1,58 \text{ ЧС}_{\text{данный}} \cdot \text{АТСН}$. При выборе мощности трансформаторов с.н. с учетом аварийной перегрузки принимают следующие значения $k_{\text{пер}}^{\text{ав}}$: для масляных трансформаторов – 1,4; для сухих – 1,3.

Распределение нагрузки между комплектными распределительными подстанциями 0,4 кВ и определение расчетной нагрузки с.н.

Комплектная трансформаторная подстанция (КТП) с.н. 0,4 кВ – КТП–0,4 включает в себя один или два трансформатора со вторичным напряжением 0,4 кВ и распределительный щит 0,4/0,23 кВ, который состоит из шкафов вводов с автоматическими выключателями «Электрон» и шкафов линий с автоматическими выключателями АЗ700, шкафов управления, шкафов общестанционных устройств.

В зависимости от принятой структуры питания с.н., расположения и мощности электроприемников с.н., намечается количество распределительных щитов 0,4 кВ, выполненных в виде однотрансформаторных или двухтрансформаторных КТП. При выборе количества КТП учитывается радиус обслуживания электроприемников с целью обеспечения выбора сечений питающих их кабелей по экономической плотности тока, а не по допустимой потере напряжения.

Для определения расчетной нагрузки с.н. данного КТП электроприемники разделяют на три группы (*A*, *B*, *B*) в соответствии с их режимом работы:

A – электроприемники, работающие постоянно или длительно;

B – электроприемники, работающие эпизодически;

B – электроприемники, работающие периодически.

Для подсчета нагрузки составляется таблица с перечнем питаемых КТП электроприемников, в которую вводят следующие данные:

единичная мощность;

установленное количество электроприемников;

количество рабочих электроприемников, их к.п.д. (η), $\cos\varphi$ и $\operatorname{tg}\varphi$,

коэффициент загрузки k_{ζ} .

На основании перечисленных данных подставляются и вводятся в таблицу рабочая мощность $P_{\delta\alpha\alpha}$, потребляемая активная и реактивная мощность ($P_{\check{y}}$, $Q_{\check{y}}$):

$$P_{\delta\alpha\alpha} = n_{\delta\alpha\alpha} \cdot P_{\check{y}} ; \quad (\Gamma 2)$$

$$P_{\check{y}} = \frac{P_{\delta\alpha\alpha} \cdot k_{\zeta}}{\eta} ; \quad (\Gamma 3)$$

$$Q_{\check{y}} = P_{\check{y}} \operatorname{tg}\varphi . \quad (\Gamma 4)$$

Коэффициент загрузки k_{ζ} для двигателей принимают обычно равным 0,85; для двигателей подъемных механизмов – 0,8–0,85; для активной нагрузки к.п.д. колеблется от 0,9 до 1,0. Коэффициент мощности ($\cos\varphi$) может быть в пределах от 0,7 до 1,0: 0,7–0,8 – для подъемных механизмов; 0,85 – для основной двигательной нагрузки.

Для определения расчетной мощности каждой группы с.н. вводят расчетный коэффициент, учитывающий режим их работы ($k_{\delta\hat{a}\tilde{n}\div}$). Принято: $k_{\delta\hat{a}\tilde{n}\div.\hat{A}} = k_{\delta\hat{a}\tilde{n}\div.\hat{A}} = 1$; $k_{\delta\hat{a}\tilde{n}\div.\hat{A}} = 0,3$. При этом в группе *Б* учитывается только один самый мощный электроприемник. В группе *В* выделяются электроприемники мощностью более 75 кВт, их мощность ($D_{\hat{A}1}$ и $Q_{\hat{A}1}$) подсчитывается отдельно, при $k_{\delta\hat{a}\tilde{n}\div.\hat{A}1} = 1$.

При определении расчетной мощности ГТСН суммируется вся расчетная нагрузка подключенных к ним КТП и вводится расчетный коэффициент $k_{\delta\hat{a}\tilde{n}\div} = 0,7$.

В соответствии с изложенным, расчетная мощность отдельных КТП определяется по выражению

$$S_{\delta\hat{a}\tilde{n}\div.\hat{E}\hat{O}\check{I}} = 1,05 \sqrt{(P_{\hat{A}} \check{C}k_{\delta\hat{a}\tilde{n}\div.\hat{A}} + P_{\hat{A}} \check{C}k_{\delta\hat{a}\tilde{n}\div.\hat{A}} + P_{\hat{A}} \check{C}k_{\delta\hat{a}\tilde{n}\div.\hat{A}} + P_{\hat{A}1} \check{C}k_{\delta\hat{a}\tilde{n}\div.\hat{A}1})^2 + (Q_{\hat{A}} \check{C}k_{\delta\hat{a}\tilde{n}\div.\hat{A}} + Q_{\hat{A}} \check{C}k_{\delta\hat{a}\tilde{n}\div.\hat{A}} + Q_{\hat{A}} \check{C}k_{\delta\hat{a}\tilde{n}\div.\hat{A}} + Q_{\hat{A}1} \check{C}k_{\delta\hat{a}\tilde{n}\div.\hat{A}1})^2}$$

Здесь 1,05 – коэффициент, учитывающий потери в сети.

Расчетная мощность ГТСН

$$S_{\delta\hat{a}\tilde{n}\div.\hat{A}\hat{O}\check{I}} = e S_{\delta\hat{a}\tilde{n}\div.\hat{E}\hat{O}\check{I}} \check{C}k_{\delta\hat{a}\tilde{n}\div} = 0,7 \check{C}e S_{\delta\hat{a}\tilde{n}\div.\hat{E}\hat{O}\check{I}} .$$

Примеры схем электрических соединений с.н. ГЭС

На рис. Г16 показана схема питания с.н. ГЭС с общим питанием собственных нужд с одной ступенью напряжения 0,4/0,2 кВ. Такая схема возможна при мощности ГТСН не более 1000 кВА и небольшом радиусе распределительной сети 0,4/0,23 кВ. Питание с.н. может осуществляться от двух блоков или от одного блока и местной сети. Таким образом, на ГЭС предусматривается одна комплектная двухтрансформаторная подстанция 0,4/0,23 кВ. Схема РУ 0,4/0,23 кВ – одна секционированная система шин с АВР на секционном автомате.

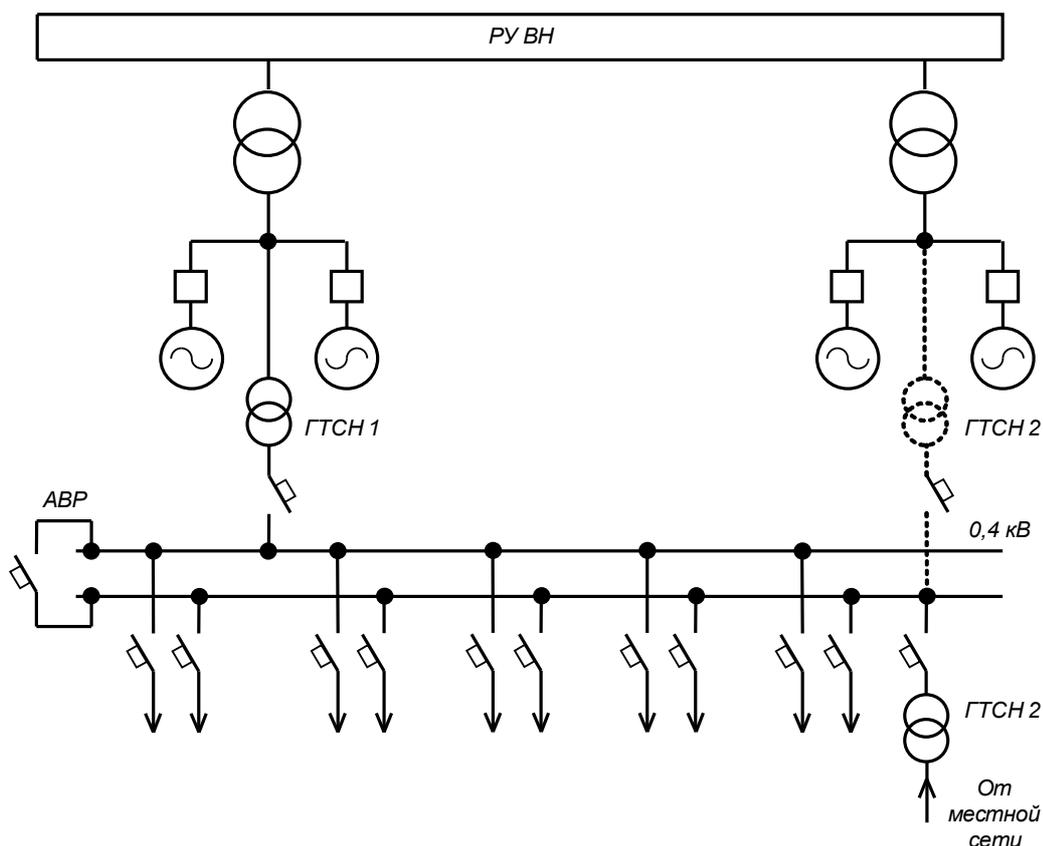


Рис. Г16. Схема электроснабжения с.н. ГЭС с одной ступенью напряжения

Необходимо отметить, что возможно другое конструктивное выполнение такой схемы электроснабжения с.н. – с помощью двух закрытых магистральных токопроводов 0,4/0,23 кВ, проложенных вдоль здания ГЭС (обычно под машинным залом), питаемых двумя трансформаторами. При этом уменьшается длина кабелей, питающих отдельные электроприемники. Такое решение принимается и для станции с двумя ступенями напряжения с.н.

На рис. Г17, Г18, Г19 .показаны три варианта схемы питания с.н. для одной и той же станции с двумя ступенями напряжения – 6 и 0,4кВ.

На ГЭС подземного типа установлено 8 агрегатов мощностью 240 МВт с номинальным напряжением 15,75 кВ, выдающих мощность на одном повышенном напряжении. Питание с.н. от местной сети отсутствует. Режим работы ГЭС – полупиковый. Структурная схема ГЭС представляет собой 4 объединенных блока.

Три варианта схем питания с.н. соответствуют трем рассмотренным выше структурам:

I вариант -- с общим питанием с.н.;

II вариант – с отдельным питанием блочных общестанционных с.н.;

III вариант – с отдельным питанием агрегатных и общестанционных

с.н.

Во всех трех вариантах главные трансформаторы с.н. (ГТСН) подключены к блокам первого и седьмого агрегатов (возможно подключение и к другим блокам).

На основании расчета нагрузки с.н., для ее размещения на территории ГЭС необходимо создать шесть КТП (5... 10) общестанционных с.н., расположенных вне здания ГЭС; остальные КТП – в здании ГЭС. Питание КТП (5... 10) во всех вариантах схем с.н. одинаково.

В варианте I (рис. Г16) целесообразно в здании ГЭС установить 4 КТП (1–4) и питать от них блочную нагрузку. Соответственно к КРУ 6 кВ должно быть подключено 8 трансформаторов БТСН (1–8). Все трансформаторы постоянно включены.

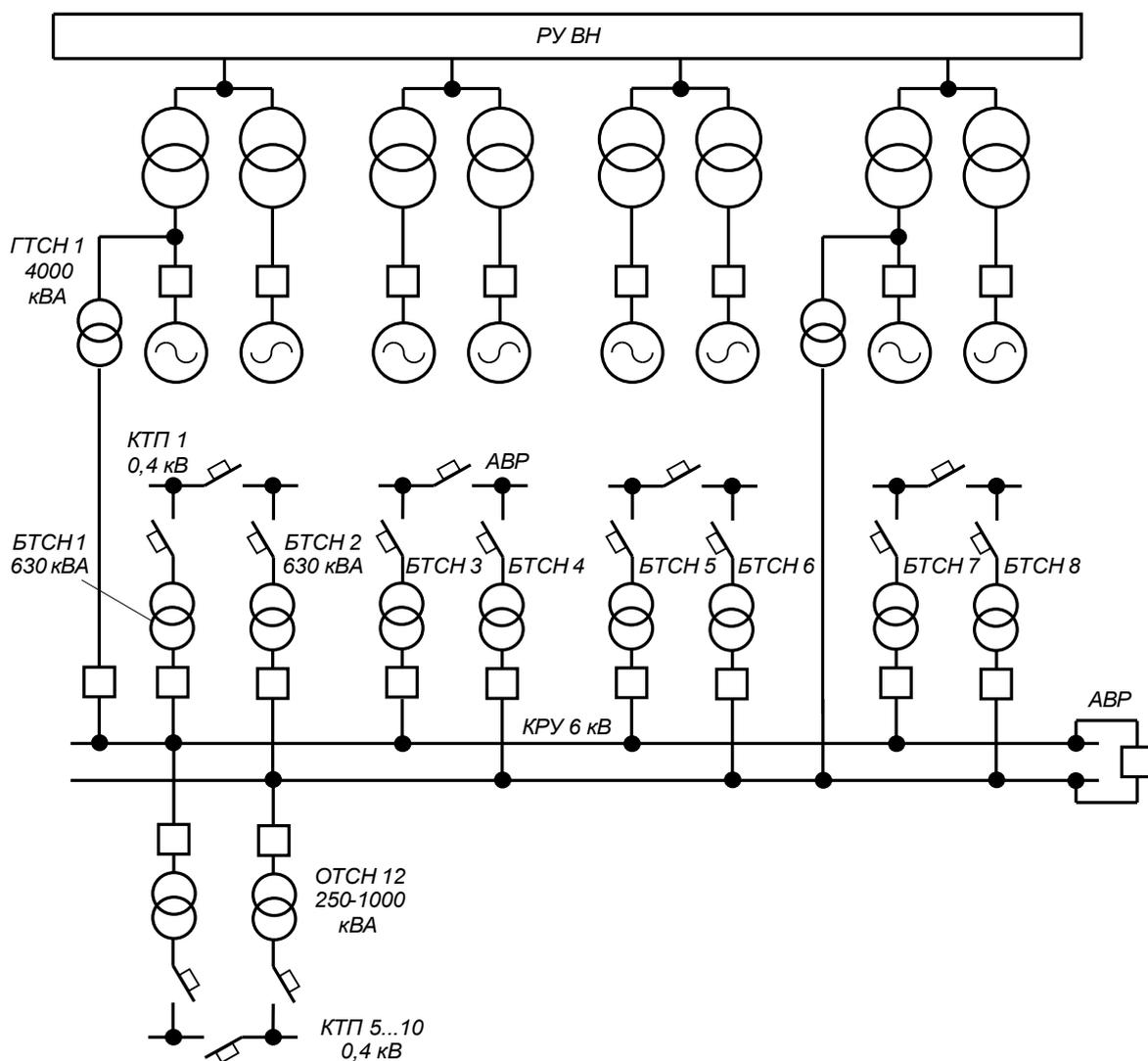


Рис. Г16. Схема электроснабжения с.н. ГЭС с двумя ступенями напряжения

В варианте II половина блочных трансформаторов с.н. подключены к блокам, остальные – к КРУ с.н. 6 кВ (рис. Г17).

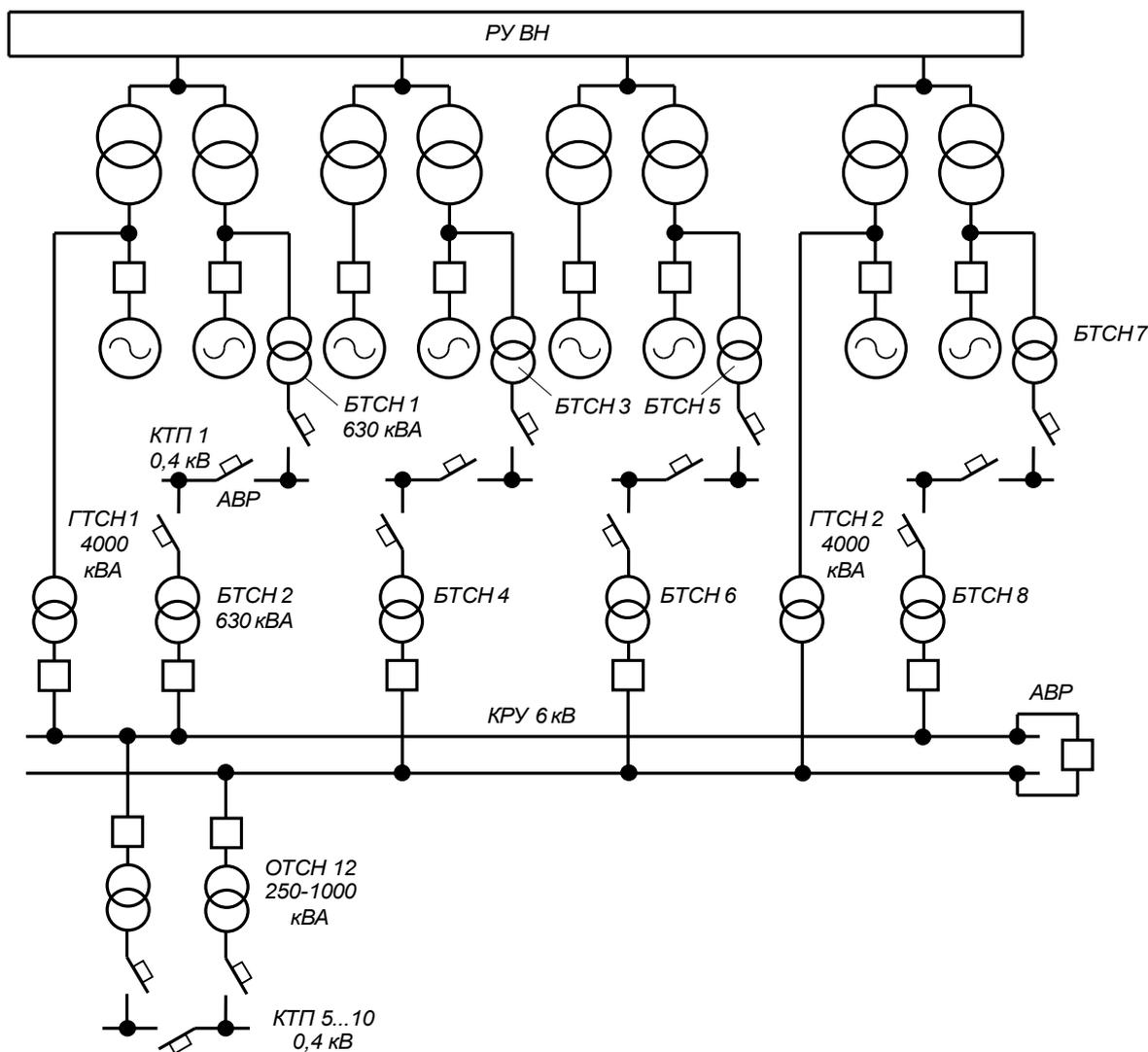


Рис. Г17. Схема электроснабжения собственных нужд ГЭС с двумя ступенями напряжения и с отдельным питанием блочных и общестанционных с.н.

В варианте III от агрегатных трансформаторов с.н. питаются восемь КТП (1а, 1б – 4а, 4б). Резервирование питания агрегатных с.н. осуществляется от двух резервных трансформаторов РАТЩН (1, 2), подключенных к КРУ 6 кВ. Для питания общестанционной нагрузки в здании ГЭС предусмотрена КТП 11 – рис. Г18.

Лекция 14. Гидроаккумулирующие электростанции

Быстрые темпы роста установленных мощностей энергосистем за счет сооружения мощных тепловых и атомных электростанций создает трудности покрытия минимальных и максимальных нагрузок. Ограниченный диапазон регулирования мощности крупноблочных агрегатов и невозможность их частых пусков и остановок без резкого снижения надежности и экономичности работы энергосилового оборудования ТЭС и АЭС затрудняет покрытие неравномерной части графиков электрической нагрузки.

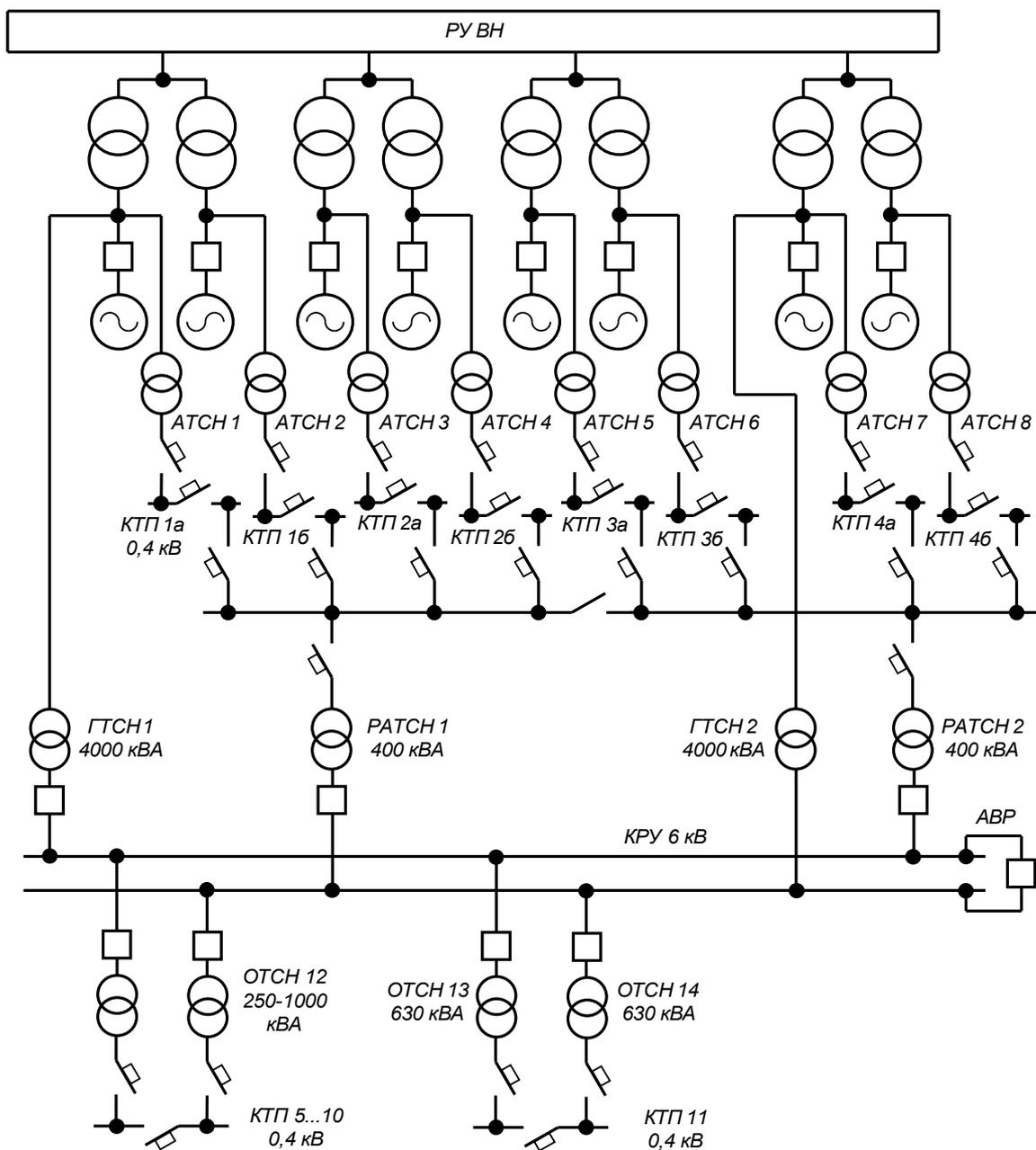


Рис. Г18. Схема с разделным электроснабжением агрегатных и общестанционных с.н. ГЭС с двумя ступенями напряжения

В этих условиях оптимальным вариантом развития энергосистем является ввод необходимых маневренных мощностей на гидроэлектростанциях. Однако наиболее эффективные гидроэнергетические ресурсы в европейской части страны в настоящее время уже использованы.

В мировой практике энергоснабжения решение этой проблемы достигается либо созданием специального маневренного энергосилового оборудования (пиковые маневренные ТЭС, газотурбинные электростанции), либо использованием потребителей-регуляторов, потребляющих электроэнергию лишь в периоды общего снижения нагрузки в энергосистеме. Строительство гидроаккумулирующих электростанций (ГАЭС) полностью отвечает требованиям решаемой проблемы, так как они одновременно

являются высокоманевренным источником пиковой мощности и потребителем-регулятором. ГАЭС покрывают пиковую часть суточного графика нагрузки и выравнивают суточный график нагрузки тепловых станций (рис. Г19). В часы провалов нагрузки в энергосистеме ГАЭС работают в насосном режиме и потребляют избыточную электроэнергию на перекачивание воды из нижнего водохранилища в верхнее. В часы пиков нагрузки ГАЭС срабатывают воду из верхнего водохранилища в нижнее и, работая в турбинном режиме, выдают в энергосистему электроэнергию для покрытия пиковой части графика нагрузки

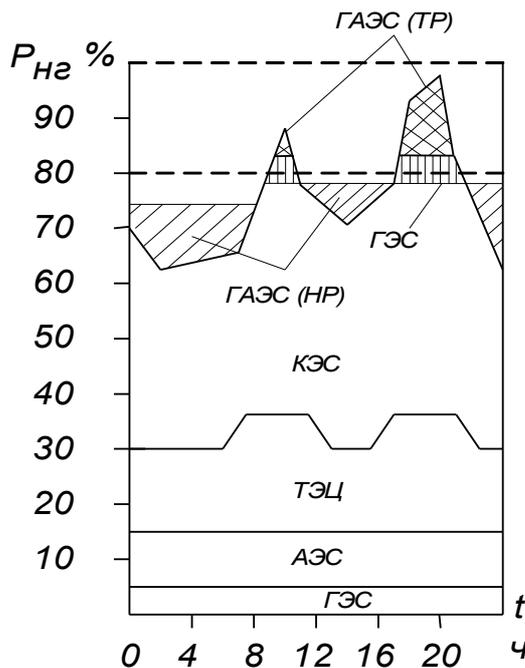


Рис. Г19. Суточный график нагрузки энергосистемы, графики электростанций, участвующих в выработке электроэнергии, и режим работы ГАЭС.

Другой не менее важной проблемой в энергетике является поддержание частоты в энергосистемах. Для этой цели в энергосистемах выделяются специальные регулирующие электростанции («станции, ведущие частоту»), режим работы которых частично или полностью подчинен быстро изменяющимся требованиям потребителей энергосистемы.

Из регулирующих типов электростанций ГАЭС наиболее полно отвечают задачам поддержания частоты в энергосистеме. Высокие маневренные качества оборудования ГАЭС характеризуются возможностью быстрого набора и сброса нагрузки, (на что указывают данные табл. Г2), большим диапазоном регулирования, равным сумме насосной и турбинной мощности, сравнительно несложной автоматизацией процессов регулирования мощности при небольших потерях энергии и незначительным влиянием на долговечность работы оборудования. В последние годы в нашей стране и за рубежом большое внимание уделяется строительству так называемых энергокомплексов, включающих ГАЭС и крупные тепловые или

атомные электростанции. Водохранилища ГАЭС в этом случае используются одновременно и для водоснабжения ТЭС и АЭС.

Таблица Г2

Маневренность различных типов электростанций

Тип электростанции	Диапазон регулирования установленной мощности, %	Время набора полной нагрузки, мин	
		из холодного состояния	из горячего состояния
Паротурбинные блоками 200–300 МВт	30-50	120-180	20-40
Паротурбинные неблочного типа	60-85	90-180	20-50
Атомные	70	390-660	60
Газотурбинные	100	15-30	0,5
Гидравлические обычного типа	80-100	1-2	0,25-0,5*
	200-220	1-2	0,25-0,5*

* Режимы работы на холостом ходу.

ГАЭС хорошо удовлетворяют техническим, эксплуатационным и экономическим требованиям, предъявляемым к источникам реактивной мощности. При этом агрегаты ГАЭС могут одновременно использоваться в качестве быстродействующего резерва активной мощности, так как время автоматического перевода агрегатов ГАЭС из режима синхронного компенсатора в генераторный и наоборот составляет 1-2 мин.

Таким образом, ГАЭС выполняют следующие функции в энергосистемах:

- покрытие пиковой части графиков электрической нагрузки;
- участие в регулировании частоты и мощности, особенно в периоды интенсивных подъемов и сбросов нагрузки;
- аварийный резерв быстрого ввода;
- источник реактивной мощности и энергии;
- улучшение режимов работы тепловых и атомных электростанций.

Особенности электротехнического оборудования ГАЭС

В зависимости от величины напора и требуемой мощности ГАЭС на них устанавливаются следующие гидроагрегаты: четырехмашинные,

состоящие из отдельных насосного и турбинного агрегатов; трехмашинные, объединяющие в себе насос, турбину и синхронную машину, работающую соответственно в двигательном и генераторном режимах; двухмашинные, в состав которых входит обратимая гидромашина – насосотурбина и синхронная электромашина.

При разработке электротехнического оборудования для ГАЭС требуется решить ряд новых технических задач, обусловленных особенностями работы такой станции в энергосистеме.

Частая смена двигательного и генераторного режимов при различных направлениях вращения, переключения в режим синхронного компенсатора предъявляют особые требования к конструктивным узлам оборудования. Так, к числу основных задач, возникающих при разработке двигателей–генераторов большой мощности и необходимой вспомогательной аппаратуры, относятся:

- создание крупных электрических машин, рассчитанных на прямой асинхронный пуск от сети, мощных пусковых двигателей с системами регулирования, мощных частотных преобразователей для обеспечения частотного пуска двигателя–генератора;

- создание систем возбуждения, обеспечивающих надежную работу электромашин с учетом их реверсивного вращения;

- создание форсированной системы охлаждения;

- разработка мероприятий по снижению динамических нагрузок, улучшению пусковых характеристик;

- создание реверсивного подпятника;

- создание специальных выключателей и многополюсных разъединителей для обеспечения реверса;

- разработка контактных систем включающих устройств, рассчитанных на многократное переключение токов, превышающих номинальный в 2–3 раза;

- разработка трансформаторов, работающих в переменных режимах с частыми кратковременными перегрузками токами двух-, трехкратной величины;

- разработка мероприятий по повышению устойчивости параллельной работы двигателей-генераторов и автоматизации управления ГАЭС в связи с многообразием эксплуатационных режимов агрегатов.

Основные параметры реверсивных двигателей-генераторов (номинальное напряжение, коэффициент мощности в генераторном и двигательном режимах) определяются с учетом особенностей их работы в энергосистеме. Так, если коэффициент мощности машины при работе агрегата в генераторном режиме выбирается с учетом обычных требований и составляет, как правило, 0,8–0,95, то для двигательного режима определяющими будут условия работы при повышенных напряжениях и малых нагрузках в энергосистеме. При этом коэффициент мощности в двигательном режиме будет составлять 0,9–1,0.

Как указывалось выше, силовые трансформаторы ГАЭС рассчитываются на относительно большие пусковые токи, возникающие при запуске агрегатов в насосном режиме. Кроме того, в связи с увеличением напряжения в турбинном режиме на 5–8% по сравнению с насосным, а также необходимостью регулирования повышенного напряжения по условиям распределения потоков мощностей в энергосистеме, блочные силовые трансформаторы ГАЭС имеют устройство регулирования под нагрузкой (РПН).

Режимы работы обратимых гидроагрегатов

В настоящее время на мощных средненапорных ГАЭС устанавливаются преимущественно крупные двухмашинные насосотурбинные гидроагрегаты, называемые реверсивными или обратимыми агрегатами (ОА). Для выполнения режимных функций обратимые агрегаты (ОА) должны, - по возможности, быстро пускаться, останавливаться и переводиться из одного стационарного режима работы в другой. Обратимые гидроагрегаты во время нормальной эксплуатации ГАЭС поочередно работают (по выбору) в четырех стационарных режимах: насосном (НР), турбинном (ТР), синхронного компенсатора (КР), и вращающегося резерва (ВР).

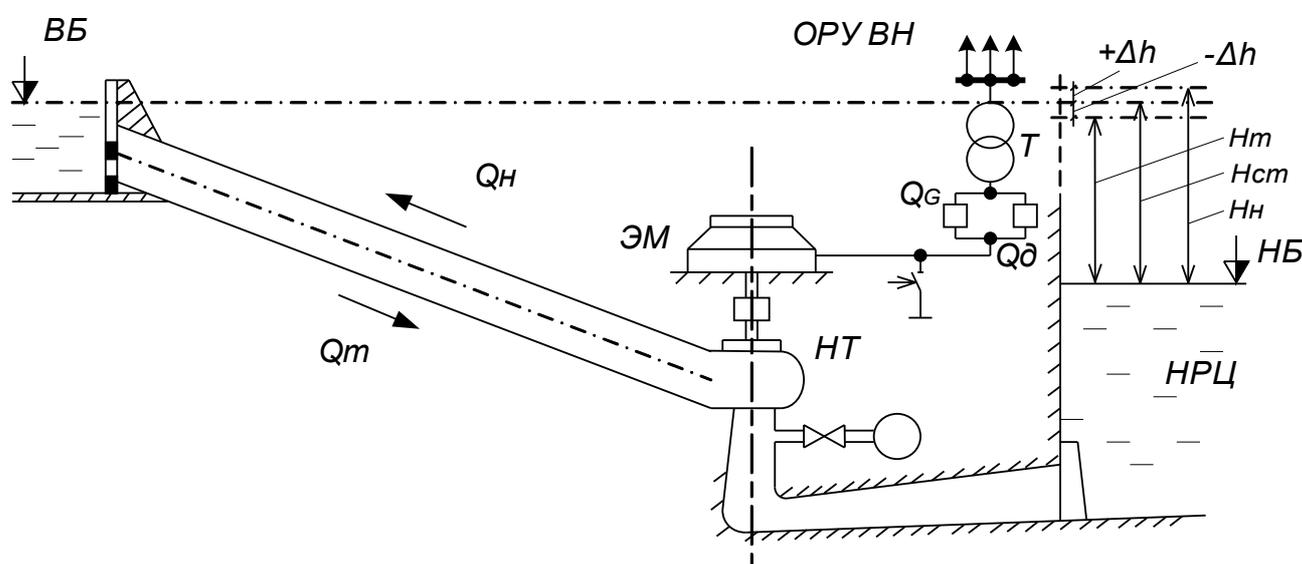


Рис. Г21. Схема работы обратимого агрегата ГАЭС

Способы пуска агрегатов ГАЭС

Пуск агрегатов ГАЭС в турбинном режиме, так же как и пуск насосных агрегатов при четырехмашинной схеме, не связан с какими-либо специфическими трудностями. Однако пуск обратимого насосотурбинного агрегата из неподвижного состояния и перевод его из турбинного режима в

насосный являются сложными и ответственными операциями при эксплуатации ГАЭС.

Способ пуска АО зависит от единичной мощности агрегата и возможности выполнения пусковой схемы, от допустимого понижения напряжения в энергосистеме, вызванного пуском агрегатов, а также от продолжительности пуска [10].

Применяются следующие способы пуска агрегатов ГАЭС:

асинхронный прямой пуск;

асинхронный пуск при пониженном напряжении с использованием автотрансформатора;

асинхронный пуск с использованием реактора;

синхронный пуск с вспомогательным разворотным асинхронным двигателем;

частотный пуск от статического преобразователя частоты;

пуск от вспомогательного генератора соизмеримой мощности;

частотный пуск с использованием вращающегося преобразователя частоты.

Прямой асинхронный пуск при полном напряжении сети является наиболее простым, быстрым и достаточно экономичным. Он не требует дополнительного оборудования, но сопровождается большим (до 3–5%) падением напряжения в питающей сети и повышенными пусковыми токами. При прямом асинхронном пуске предъявляются более жесткие требования к конструктивному исполнению двигателя-генератора и трансформатора. Это достигается применением массивных полюсов или мощных демпферных систем и форсированной системы охлаждения для ротора, усилением механического крепления обмоток статора, а в отдельных случаях – и трансформатора.

Асинхронный пуск при пониженном напряжении требует установки дополнительного оборудования: реактора или автотрансформатора, дополнительных шин, переключательного устройства и др. В тех случаях, когда необходимо ограничить потребляемый пусковой ток, применяется пуск через реактор. При этом ограничение потребляемого из сети тока связано с падением напряжения на зажимах двигателя-генератора и уменьшением асинхронного момента.

При автотрансформаторном пуске агрегата ограничивается потребляемый из электрической системы ток и одновременно сохраняется максимально возможный пусковой момент.

Пуск от вспомогательного электродвигателя (ВРД) или пусковой турбины снижает до минимума толчки тока в системе, но усложняет и удорожает конструкцию гидроагрегата и строительную часть ГАЭС. Применение пусковой гидротурбины связано с трудностями размещения ее на одном валу с основным агрегатом.

Преимущества использования пускового электродвигателя (асинхронного двигателя или двигателя постоянного тока) состоят в возможности его применения для агрегатов любой мощности, относительной

простоте пуска, сравнительно малой величине пускового тока от системы, отсутствия дополнительных требований к конструкции основной машины. Недостатком этого способа пуска являются: высокая стоимость, использование пускового двигателя с жидкостным реостатом для каждого агрегата, сложная схема при торможении, необходимость дополнительного источника энергии. Мощность пусковых электродвигателей находится в пределах 5–9% мощности основного агрегата, время пуска агрегата в насосном режиме до набора нагрузки – около 5–7 мин.

Частотный пуск посредством статического преобразователя частоты (СПЧ) является одним из наиболее перспективных. К преимуществам статических преобразователей, кроме их технического совершенства и простоты эксплуатации, следует отнести также их незначительное собственное потребление электрической мощности, а также возможность применения одного пускового устройства для всех агрегатов ГАЭС.

Частотный пуск посредством вращающейся машины с изменяемой частотой имеет на ГАЭС широкое применение и обычно осуществляется от одной машины, частота напряжения которой может изменяться от нуля до номинального значения. Такой машиной может быть либо один из гидроагрегатов ГАЭС, либо специальный вращающийся агрегат с гидравлическим или электрическим приводом, находящийся на этой ГАЭС либо на близкорасположенной электростанции. При этом запуск в насосный режим может быть осуществлен по одному из следующих вариантов: синхронный пуск, асинхронный пуск, асинхронно-синхронный пуск.

Частотный (чаще синхронный) пуск от соседнего агрегата в сочетании с пусковыми двигателями применяется на многоагрегатных ГАЭС, когда часть агрегатов пускается частотным способом, а последний – пусковым двигателем.

Главные схемы электрических соединений и схемы собственных нужд ГАЭС

Основными специфическими особенностями построения главных электрических схем ГАЭС является то, что они размещаются преимущественно в центрах нагрузок или в энергокомплексах и состоят из обратимых агрегатов, работающих в различных режимах.

На современных ГАЭС главные схемы электрических соединений применяют, как правило, в виде одиночных или укрупненных блоков с силовыми трансформаторами. В некоторых случаях одиночные блоки соединяются на высшем напряжении в объединенные блоки с подключением двух-трех одиночных блоков к сборным шинам через общий выключатель.

Коммутация и синхронизация электрической машины ОА с электрической системой в случае одиночного блока осуществляется выключателем только на стороне высшего напряжения 220–750 кВ. Для укрупненных блоков эти операции выполняют при помощи выключателей или оперативных разъединителей на стороне низшего напряжения.

Использование для этих целей выключателя на высшем напряжении нецелесообразно, ибо он не рассчитан на такие многократные операции.

На высшем напряжении ГАЭС применяют схемы с одной или с двумя системами сборных шин и одним выключателем на присоединение (либо с двумя выключателями на присоединение), а также схемы кольцевого типа «3/2», «4/3», четырех- и пятиугольников.

На сооружаемых в последние годы мощных зарубежных ГАЭС применяют компактные КРУЭ до 500 кВ с элегазовой изоляцией и подземным или наземным расположением ячеек. Такие КРУЭ весьма надежны и удобны в эксплуатации и дают существенную экономию в занимаемой площади по сравнению с обычными ОРУ.

Состав электроприемников собственных нужд ГАЭС и ГЭС практически одинаков, однако существуют некоторые различия, главным образом – в схеме питания с.н. ГАЭС.

На построение схем с.н. ГАЭС решающее влияние оказывает принятый способ пуска обратимых гидроагрегатов в насосный режим. Так, электроснабжение с.н. ответвлением от блоков нежелательно, так как в аварийных условиях разворот ОА в насосном режиме разрешается проводить прямым асинхронным пуском, что может вызвать значительные снижения напряжения в системе с.н. ГАЭС.

При разработке схемы собственных нужд следует учитывать, что подключение СПЧ к ответвлению от блока может привести к появлению в цепи генератора (во время пуска) высших гармоник тока, отрицательно влияющих на работу дифференциальной защиты генератора. Из-за частых пусков в насосном режиме и режиме синхронного компенсатора для ГАЭС требуются более мощные компрессорные установки для отжатия воды из камеры рабочего колеса. Поэтому пусковые устройства предпочтительнее подключать к шинам общестанционных с.н., электроснабжение которых обеспечивается от других точек главной схемы ГАЭС (например, от третичных обмоток автотрансформаторов связи) или от местной сети. Ниже приводятся главные схемы электрических соединений и схем собственных нужд некоторых ГАЭС.

3 Методические рекомендации по проведению лабораторных занятий

Лабораторных занятий предусмотрены в рабочей программе в объеме 14 часов.

№ темы	Название темы	Кол-во часов
1	Изучение электрического оборудования собственных нужд	2
2	Изучение пуска и самозапуска двигателей	4
3	. Изучение конструкций магнитных пускателей	4
4	. Изучение конструкций низковольтных автоматических выключателей	4

Лабораторные занятия проводятся по учебному пособию: Методические указания к лабораторным работам по дисциплине «Собственные нужды станций и подстанций» (составитель: А.Г. Ротачева).

Лабораторные работы проводятся в следующей последовательности:

1. Инструктаж по технике безопасности.
2. Теоретический опрос и допуск к работе.
3. Проведение экспериментов на лабораторных стендах.
4. Предварительная обработка результатов экспериментов.
5. Выводы по проделанной работе.
6. Защита отчетов.
7. Оформление отчетов.

Список рекомендуемой литературы

1. Электрическая часть станций и подстанций/под ред. Васильева А.А -М.: Энергия, 1980,-С.201-210.
2. Рожкова Л.Д., Корнеева Л.К. Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций.- М.: Академия, 2004.

Федеральное агентство по образованию РФ
Амурский государственный университет

Методические указания

к лабораторным работам по дисциплине
«Собственные нужды станций и подстанций»

Составитель: А.Г. Ротачева, доцент

ПЛАВКИЕ ПРЕДОХРАНИТЕЛИ

Цель работы: изучение свойств предохранителя и получение характеристики плавкой вставки.

Общие сведения

Плавкие предохранители применяются для защиты электроустановок от токов короткого замыкания, токов перегрузок. Предохранители имеют разные конструкции, например, бывают пробочные предохранители, предохранители с закрытыми фибровыми трубками, предохранители с мелкозернистым наполнителем, стреляющие предохранители типа ПСН и пр. Основная часть плавкого предохранителя - плавкая вставка (проволока или пластинка). При увеличении тока плавкая вставка расплавляется, отключая защищаемую цепь. Чем больше ток, протекавший через плавкую вставку, тем быстрее она расплавляется и отключает цепь. Зависимость времени отключения цепи от тока называется защитной характеристикой плавкой вставки.

Следует различать номинальный ток предохранителя и номинальный ток плавкой вставки. Под номинальным током предохранителя следует понимать ток, на который рассчитаны токоведущие и контактные части, а под номинальным током плавкой вставки - ток, на который рассчитана сама плавкая вставка.

За номинальный ток плавкой вставки принимается ток, который вставка выдерживает длительное время не перегорая. При токе, превышающем номинальный на 25+30%, предохранитель перегорает в течение 1-2 часов, при токе превышающем номинальный на 50% предохранитель перегорает в течение 10-15 минут, при перегрузке в 100% предохранитель должен перегореть не более чем за 1 минуту. Плавкая вставка выполняется из цинка, меди, алюминия.

Программа работы

Для снятия защитной (амперсекундной) характеристики плавкой вставки на лабораторном стенде собрать схему рисунка I. На этой схеме: Тр - вспомогательный трансформатор типа ОСВУ-0,5(220/12 вольт); АТ - автотрансформатор лабораторный ЛАТР; Др - добавочное активное сопротивление (5 Ом); ТТ - лабораторный трансформатор тока с $K = 50/5$; А - амперметр переменного тока.

Зарядить плавкий предохранитель медной проволокой сечением $0,25 \text{ мм}^2$. Снятие защитной характеристики проводится в следующей последовательности. Испытываемая вставка устанавливается в зажимы, шунтируется рубильником Р и автоматом АВ. Подается напряжение от сети и ЛАТРОм устанавливается ток 30 А. После этого шунт плавкой вставки - рубильник Р- отключается и секундомером фиксируется время перегорания плавкой вставки. Опыт повторяется несколько раз, при различных значениях тока (ток меняется в сторону уменьшения). Данные заносятся в таблицу,

Таблица 3 Определение зависимости $t = f(I)$

Величина тока, А	30	28	26	24	22	20	18	16
Время перегорания, сек.								

По данным таблицы отроится кривая зависимости времени перегорания плавкой вставки от величины тока.

Защитная характеристика плавкой вставки изображена на рисунке 2, где I_{min} - наименьший плавящий ток.

Наименьший плавящий ток предохранителя - это такой ток, при котором плавкая вставка нагревается до красного цвета, но не перегорает.

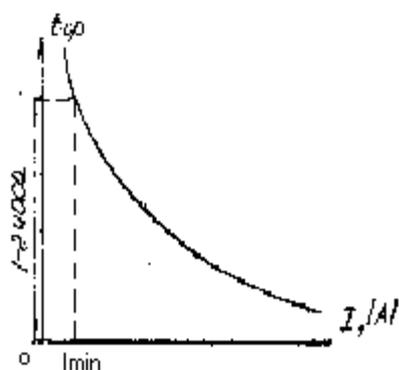


Рис.2.Защитная характеристика плавкой вставки,

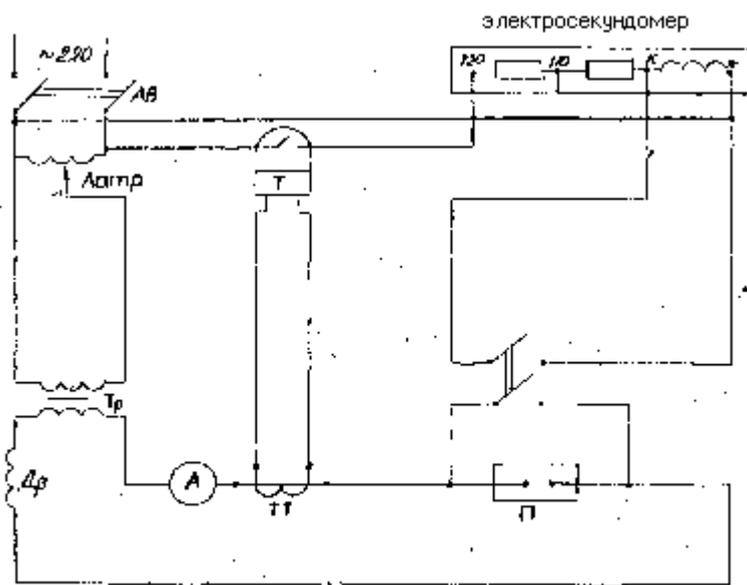


Рис.1.Схема для снятия защитной характеристики плавкой вставки.

Наименьший плавящий ток - это ток перегрузки цепи. В этом случае предохранитель не защищает оборудование и оно может выйти из строя. Для того, чтобы предохранитель перегорел при наименьшем плавящем токе, используется металлургический эффект (способность легкоплавких металлов растворять в себе тугоплавкие). На плавкую вставку наносят шарик из олова, свинца или припоя. При нагреве плавкой вставки такой шарик плавится, растворяет в себе участок плавкой вставки, на котором он закреплен, и плавкая вставка перегорает.

Каждый предохранитель при перегорании плавкой вставки должен погасить возникшую электрическую дугу.

По окончании работа составить протокол испытаний, вычертить характеристику плавкой вставки и описать методы гашения электрической дуги предохранителями.

Опыта проводить о соблюдением правил техники безопасности.

Контрольные вопросы

1. Что называется защитной характеристикой плавкой вставки?
2. Что понимают под номинальным током предохранителя и номинальный ток плавкой вставки?
3. В чем заключается металлургический эффект?

Литература

1. Электрическая часть станций и подстанций/под ред. Васильева А.А -М.: Энергия, 1980,-С.201-210.
2. Рожкова Л.Д., Корнеева Л.К. Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций.- М.: Академия, 2004.

Лабораторная работа № 2

ИСПЫТАНИЯ НИЗКОВОЛЬТНЫХ АППАРАТОВ

Цель работы: изучение и проверка магнитного пускателя и автомата.

Общие сведения

К низковольтным коммутационным аппаратам относятся:

1. Рубильники - простой аппарат ручного управления, не имеющий защит.
2. Контактор - аппарат дистанционного управления, не имеющий защит.
3. Магнитный пускатель - аппарат, предназначенный для включения отключения асинхронных двигателей. Магнитный пускатель имеет дистанционное управление и тепловую защиту (тепловое реле), работающую при перегрузке.
4. Автоматический выключатель (автомат) представляет собой выключатель переменного или постоянного тока с встроенными в него

токовыми реле прямого действия и катушкой минимального напряжения, действующими на расцепитель. Токовые реле автомата работают при перегрузках и коротких замыканиях. Существуют разные конструкции автоматов. Они выполняются на токах от 5 до 4000 А.

Контакторы, магнитные пускатели и автоматы снабжены гасительными камерами, предназначенными для гашения электрической дуги, возникающей при отключении аппарата.

Программа работы

1. Познакомиться с конструкцией магнитного пускателя и автомата.
2. Измерить сопротивление изоляции токоведущих частей магнитного пускателя.
3. Проверка катушки магнитного пускателя.
 - 3.1. Замерить сопротивление изоляции катушки.
 - 3.2. Замерить омическое сопротивление катушки,
 - 3.3. Замерить напряжение срабатывания и возврата катушки. Следует помнить, что при снижении напряжения сети магнитный пускатель отключится вследствие возврата магнитной и контактной системы, что является защитой двигателя от понижения напряжения.
4. Проверить тепловое реле и снять его характеристику.

Порядок проведения работы

1. Осмотреть аппарат и убедиться в отсутствии внешних неисправностей.
Ознакомиться с конструкцией магнитного пускателя и автомата.
Записать паспортные данные.
2. Ознакомиться со схемой стенда.
3. Замерить сопротивление изоляции подвижных и неподвижных контактов магнитного пускателя мегомметром 1000 В.

Фаза А.

$R_{из}$ (подв. конт. -корпус) = ...

$R_{из}$ (неподв. конт. -корпус) = ...

$R_{из}$ (неподв. конт. - подв. конт.) = ...

Аналогично для фазы "В" и фаза "С" и между фазами.

4. Проверить катушку магнитного пускателя.

4.1. Замерить сопротивление изоляции катушки мегомметром 1000 В.

$R_{из}$ (катушка -корпус) = ...

4.2. Замерить омическое сопротивление катушки мостом Витстона

$R_k = \dots$

4.3. Замерить напряжение срабатывания $U_{ср}$ напряжение возврата

U_v катушки, пользуясь схемой стенда. Опыт проводить в следующей последовательности:

4.3.1. Ключ "КЛ" в положении "отключено". На стенде включить автомат "АВ". Наличие напряжения контролируется по лампе Л1.

ЛАТР выведен (стоит в положении минимального напряжения),

4.3.3. Включить ключ "КЛ" в положение "Г".

4.3.3. ЛАТРОм поднимать напряжение до срабатывания катушки (до включения магнитного пускателя). Замерить показание вольтметра. Это напряжение будет соответствовать напряжению срабатывания катушки $U_{ср}$.

4.3.4. Снимая ЛАТРОм напряжение, замерить по вольтметру напряжение возврата катушки U_v (размыкание контактов магнитного пускателя).

Во время опыта при движении рукоятку ЛАТРа не задерживать.

5. Проверить тепловое реле.

Тепловое реле ТР является элементом защиты от перегрузки в магнитных пускателях. Конструктивно тепловое реле состоит из сменного нагревательного элемента, биметаллической пластинки, механически связанной с заделкой, и нормально замкнутых контактов K_1 .

При притягивании биметаллической пластинки она изгибается и расцепляет защелку. Защелка под действием пружины отходит в сторону и размыкает блокконтакта. При этом катушка магнитного пускателя теряет питание и магнитный пускатель отключается. Возврат реле с помощью кнопки возврата возможен только после остывания биметаллической пластинки.

Регулировка реле производится путем подбора нагревательного элемента по току защищаемой цепи и изменением сцепления биметаллической пластинки с защелкой путем поворота регулятора, расположенного на лицевой стороне реле. Опыт проводить в следующей последовательности.

5.1. Ознакомиться с конструкцией теплового реле, выставить реле в среднее положение.

5.2. Собрать схему испытания. Ключ "КЛ" должен находиться в положении "откл".

5.3. Включить автомат "АВ". На наличие напряжения указывает лампа Л1. Рукоятка ЛАТРа должна стоять в положении минимального напряжения. Ключ "П" должен находиться в положении "откл".

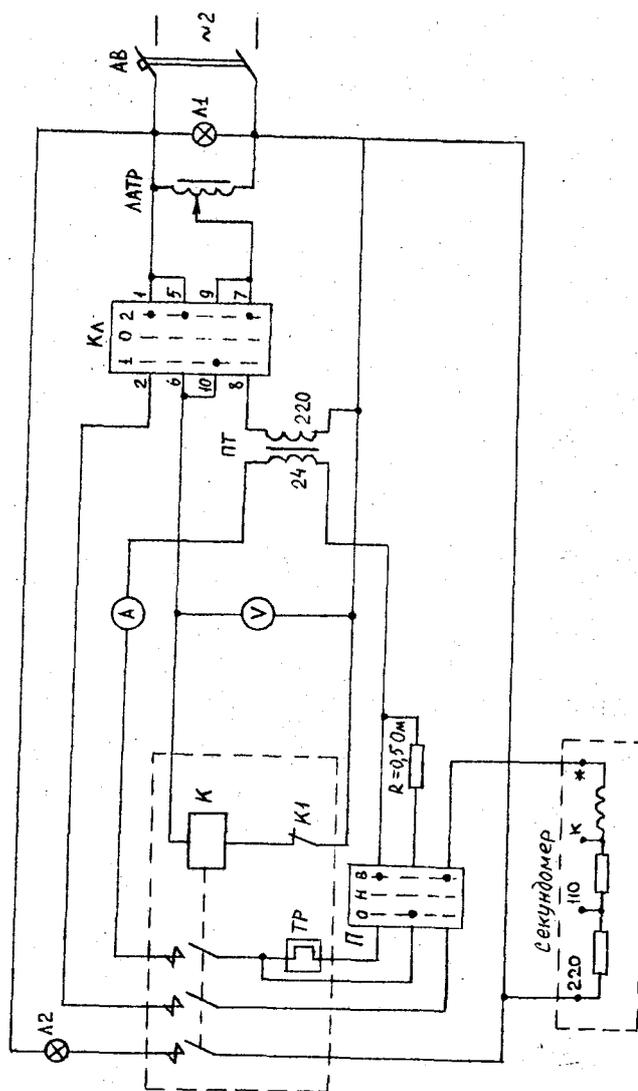


Рис.1.Схема испытания магнитного пускателя.

При этом тепловое реле зашунтировано и секундомер не включен.

5.4. включить ключ "КЛ" в положение "2", при этом магнитный пускатель включается.

5.5. С помощью ЛАТРа, увеличивая напряжение на трансформаторе "ПТ", регулируем ток в цепи теплового реле до необходимой, величины. Величина тока замеряется по амперметру.

5.6. Повернув ключ "П" в положение "включено", производим расшунтирование теплового реле и включение секундомера. При срабатывании теплового реле магнитный пускатель отключается и его контакты разрывают цепь питания секундомера. Секундомер останавливается,

фиксируя время срабатывания теплового реле при выставленном значении тока.

5.7. Определить время срабатывания теплового реле по секундомеру по токам 30, 35, 40 А.

5.8. Прodelать те же измерения, но при 2-х крайних положениях регулятора теплового реле. Данные занести в таблицу I.

Таблица I

I, А		30	35	40
t, с При положении теплового реле	среднем			
	максимальном			
	минимальном			

5.9. По полученным данным построить графики и определить мощность двигателя, который может защитить нагревательный элемент, считая что реле должно сработать при 20% перегрузке двигателя. Напряжение двигателя Припятъ 380 В, $\text{Cos}\varphi = 0.8$. Мощность двигателя равна:

$$P = \sqrt{3} \cdot U \cdot I \cdot \text{Cos}\varphi$$

Содержание отчета : здесь должны быть определены цель и представлены работы, схема испытаний, результаты испытаний, графики.

Контрольные вопросы

1. Перечислить, какие коммутационные аппараты относятся к низковольтным?
2. Назначение и конструкция, магнитного пускателя.
3. Как действует и для чего предназначено тепловое реле магнитного пускателя.

4. Как осуществляется регулировка теплового реле магнитного пускателя?

Литература

1. Электрическая часть станций и подстанций/под ред. Васильева А.А -М.: Энергия, 1980,-С.201-210.
2. Рожкова Л.Д., Корнеева Л.К. Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций.- М.: Академия, 2004.

Лабораторная работа №3.

Автоматические воздушные выключатели

1. Цель работы

Изучение конструкции, принципа действия и технических параметров автоматов до 1000 В.

2. Краткие теоретические сведения

Автоматические воздушные выключатели (автоматы) предназначены для размыкания электрической цепи при ненормальных режимах (коротких замыканиях, перегрузках, исчезновении напряжения) и для редких оперативных переключений при нормальных режимах работы.

На электростанциях, подстанциях, в промышленных установках и быту применяются автоматы различных типов и конструкций. Автомат состоит из следующих главных элементов: основных контактов с дугогасительной системой; привода; механизма свободного расцепления; расцепителей; вспомогательных контактов. Промышленностью изготавливаются автоматы с ручным управлением или ручным и дистанционным. В зависимости от назначения электрической цепи (питание электродвигателя, питание электрического освещения и т.д.) в нормальном режиме автоматы включаются и отключаются вручную или дистанционно. А в ненормальном режиме, когда контролируемый параметр (ток, напряжение, температура)

превосходит заданную величину, автоматы как с ручным, так и с дистанционным управлением отключаются автоматически. При этом тепловой или электромагнитный расцепитель воздействует на электромагнитную систему контактов, и автомат отключается.

В зависимости от назначения автоматы изготавливаются с тепловыми и электромагнитными расцепителями, а так же только с тепловыми и только электромагнитными расцепителями. Автоматы с тепловыми расцепителями – для защиты от токов короткого замыкания (максимальный расцепитель), от снижения напряжения (минимальный расцепитель) и для дистанционного включения автоматов (независимый расцепитель).

а) автоматы серии А 3700:

ток – 160-630 А,

б) автоматы серии А 3100;

в) автоматы серии АВМ:

ток – 400-2000 А,

напряжение переменного тока – до 500 В,

напряжение постоянного тока – до 460 В;

г) автоматы серии АМ:

ток – 800-5000 А,

напряжение переменного тока – до 400 В,

напряжение постоянного тока – до 230-660 В;

д) автоматы серии АП-50:

ток – 1.6-50 А,

напряжение переменного тока – до 500 В,

напряжение постоянного тока – до 220 В;

3. Порядок проведения работы

3.1. Автоматы

3.1.1. Ознакомиться с установленными в лаборатории автоматами напряжением до 1000 В.

3.1.2. Ознакомиться с основными узлами автоматов, имеющихся в лаборатории. (Перед осмотром контактной системы разрешается снять дугогасительную камеру с одной из фаз автомата, после осмотра камеру следует установить на место).

3.1.3. Включить и отключить воздушные автоматы с помощью рукоятки управления, проследить, нет ли заедания при операциях.

3.1.4. Подать напряжение для опробования автоматов в холостую:

- а) включить автомат, проследить за расположением отдельных узлов автомата до включения и после включения;
- б) включить автомат и произвести его поочередное отключение от независимого расцепителя, от минимального расцепителя.

4. Содержание отчета

4.1. Наименование работы и ее номер.

4.2. Цель работы.

4.3. Выполнить эскиз автомата, указанного преподавателем.

4.4. Привести таблицу данных для защитной характеристики автомата (табл. 1). Построить защитную характеристику автомата.

4.5. Ответить письменно на контрольные вопросы по указанию преподавателя.

5. Примерный перечень контрольных вопросов.

5.1. Где и для каких целей применяются автоматы до 1000 В?

5.2. Из каких основных конструктивных элементов состоят автоматы типа АВМ и АП-50?

5.3. Для чего автоматы снабжены блок-контактами?

5.4. Каково значение расцепителей в автоматах АП-50 и А 3100?

6. Перечень необходимого оборудования

- 7.1. Предохранители типов ПР-2, ПН-2, НПН-2, НПБ-2, ПД-2.
- 7.2. Воздушные автоматы типов АВМ, АМ, А 3100, А 3700, АП-50.
- 7.3. Амперметр.
- 7.4. Вольтметр.
- 7.5. Нагрузочный реостат.

Литература

1. Электрическая часть станций и подстанций/под ред. Васильева А.А -М.: Энергия, 1980,-С.201-210.
2. Рожкова Л.Д., Корнеева Л.К. Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций.- М.: Академия, 2004.

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 отчета по лабораторным работам 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>Электрические станции: назначение, виды особенности. Система собственных нужд электростанций и источники энергоснабжения системы СН ЭС.</p> <p>Работа с литературой: 1. Рожкова Л.Д., Корнеева Л.К. Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций.- М.: Академия, 2004.</p> <p>2. Черновец А.К., Семенов К.Н., Лapidус А.А. Учебное пособие «Пуск и самозапуск Электродвигателей механизмов собственных нужд электростанций» Санкт-Петербург, ПЭИпк, 2004г. 72с.</p>	2	Блиц-опрос	1 неделя

	<p>3. Собственные нужды электростанций и подстанций. Учебное пособие. Козлов А.Н., Ротачева А.Г. 4. 1. Рожкова Л.Д., Корнеева Л.К. Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций.- М.: Академия, 2004.</p> <p>2. Черновец А.К., Семенов К.Н., Лapidус А.А. Учебное пособие «Пуск и самозапуск Электродвигателей механизмов собственных нужд электростанций» Санкт-Петербург, ПЭИпк, 2004г. 72с.</p> <p>3. Собственные нужды электростанций и подстанций. Учебное пособие. Козлов А.Н., Ротачева А.Г.</p>			
2	<p>Виды рабочих машин в системе СН ЭС с нелинейно возрастающей механической характеристикой..</p> <p>Работа с литературой: 1. Рожкова Л.Д., Корнеева Л.К. Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций.- М.: Академия, 2004.</p> <p>2. Черновец А.К., Семенов К.Н., Лapidус А.А. Учебное пособие «Пуск и самозапуск Электродвигателей механизмов собственных нужд электростанций» Санкт-Петербург, ПЭИпк, 2004г. 72с.</p> <p>3. Собственные нужды электростанций и подстанций. Учебное пособие. Козлов А.Н., Ротачева А.Г. 4. 1. Рожкова Л.Д., Корнеева Л.К. Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций.- М.: Академия, 2004.</p> <p>2. Черновец А.К., Семенов К.Н., Лapidус А.А. Учебное пособие «Пуск и самозапуск Электродвигателей механизмов собственных нужд электростанций» Санкт-Петербург, ПЭИпк, 2004г. 72с.</p> <p>3. Собственные нужды электростанций и подстанций. Учебное пособие. Козлов А.Н., Ротачева А.Г.</p>	2	Защита по лабораторным работам	2 неделя
3	<p>Рабочие характеристики насосов и вентиляторов осевого типа.</p> <p>Работа с литературой: 1. Рожкова Л.Д., Корнеева Л.К. Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций.- М.: Академия, 2004.</p> <p>2. Черновец А.К., Семенов К.Н., Лapidус А.А. Учебное пособие «Пуск и самозапуск Электродвигателей механизмов собственных нужд электростанций» Санкт-Петербург, ПЭИпк, 2004г. 72с.</p> <p>3. Собственные нужды электростанций и подстанций. Учебное пособие. Козлов А.Н., Ротачева А.Г. 4. 1. Рожкова Л.Д., Корнеева Л.К. Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций.- М.: Академия, 2004.</p> <p>2. Черновец А.К., Семенов К.Н., Лapidус А.А. Учебное пособие «Пуск и самозапуск Электродвигателей механизмов собственных нужд электростанций» Санкт-Петербург, ПЭИпк, 2004г. 72с.</p>	2	Блиц-опрос	3 неделя

	<p>3. Собственные нужды электростанций и подстанций. Учебное пособие. Козлов А.Н., Ротачева А.Г.</p>			
4	<p>Выбор типа электродвигателя механизмов СН ЭС и их конструктивного исполнения Работа с литературой: 1. Рожкова Л.Д., Корнеева Л.К. Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций.- М.: Академия, 2004. 2. Черновец А.К., Семенов К.Н., Лapidус А.А. Учебное пособие «Пуск и самозапуск Электродвигателей механизмов собственных нужд электростанций» Санкт-Петербург, ПЭИпк, 2004г. 72с. 3. Собственные нужды электростанций и подстанций. Учебное пособие.Козлов А.Н., Ротачева А.Г. 4. 1. Рожкова Л.Д., Корнеева Л.К. Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций.- М.: Академия, 2004. 2. Черновец А.К., Семенов К.Н., Лapidус А.А. Учебное пособие «Пуск и самозапуск Электродвигателей механизмов собственных нужд электростанций» Санкт-Петербург, ПЭИпк, 2004г. 72с. 3. Собственные нужды электростанций и подстанций. Учебное пособие. Козлов А.Н., Ротачева А.Г.</p>	2	Защита по лабораторным работам	4 неделя
5	<p>Выбор электродвигателя механизмов СН. ЭС по мощности и частоте вращения Работа с литературой: 1. Рожкова Л.Д., Корнеева Л.К. Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций.- М.: Академия, 2004. 2. Черновец А.К., Семенов К.Н., Лapidус А.А. Учебное пособие «Пуск и самозапуск Электродвигателей механизмов собственных нужд электростанций» Санкт-Петербург, ПЭИпк, 2004г. 72с. 3. Собственные нужды электростанций и подстанций. Учебное пособие.Козлов А.Н., Ротачева А.Г. 4. 1. Рожкова Л.Д., Корнеева Л.К. Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций.- М.: Академия, 2004. 2. Черновец А.К., Семенов К.Н., Лapidус А.А. Учебное пособие «Пуск и самозапуск Электродвигателей механизмов собственных нужд электростанций» Санкт-Петербург, ПЭИпк, 2004г. 72с. 3. Собственные нужды электростанций и подстанций. Учебное пособие. Козлов А.Н., Ротачева А.Г.</p>	2	Блиц-опрос	5 неделя
6	<p>Выбор мощности электродвигателя. Методы расчета самозапуска электродвигателей СН. Работа с литературой: 1. Рожкова Л.Д., Корнеева Л.К. Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и</p>	2	Защита по лабораторным работам	6 неделя

	<p>подстанций.- М.: Академия, 2004.</p> <p>2. Черновец А.К., Семенов К.Н., Лapidус А.А. Учебное пособие «Пуск и самозапуск Электродвигателей механизмов собственных нужд электростанций» Санкт-Петербург, ПЭИпк, 2004г. 72с.</p> <p>3. Собственные нужды электростанций и подстанций. Учебное пособие.Козлов А,Н., Ротачева А.Г. 4. 1. Рожкова Л.Д., Корнеева Л.К. Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций.- М.: Академия, 2004.</p> <p>2. Черновец А.К., Семенов К.Н., Лapidус А.А. Учебное пособие «Пуск и самозапуск Электродвигателей механизмов собственных нужд электростанций» Санкт-Петербург, ПЭИпк, 2004г. 72с.</p> <p>3. Собственные нужды электростанций и подстанций. Учебное пособие. Козлов А,Н., Ротачева А.Г.</p>			
7	<p>Определение номинальной мощности рабочих и резервных ТСН ТЭС.</p> <p>Работа с литературой: 1. Рожкова Л.Д., Корнеева Л.К. Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций.- М.: Академия, 2004.</p> <p>2. Черновец А.К., Семенов К.Н., Лapidус А.А. Учебное пособие «Пуск и самозапуск Электродвигателей механизмов собственных нужд электростанций» Санкт-Петербург, ПЭИпк, 2004г. 72с.</p> <p>3. Собственные нужды электростанций и подстанций. Учебное пособие.Козлов А,Н., Ротачева А.Г. 4. 1. Рожкова Л.Д., Корнеева Л.К. Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций.- М.: Академия, 2004.</p> <p>2. Черновец А.К., Семенов К.Н., Лapidус А.А. Учебное пособие «Пуск и самозапуск Электродвигателей механизмов собственных нужд электростанций» Санкт-Петербург, ПЭИпк, 2004г. 72с.</p> <p>3. Собственные нужды электростанций и подстанций. Учебное пособие. Козлов А,Н., Ротачева А.Г.</p>	2	Блиц-опрос	7 неделя
8	<p>Коммутационные аппараты напряжения до 1000 В в системе СН ЭС и ПС.</p> <p>Работа с литературой: 1. Рожкова Л.Д., Корнеева Л.К. Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций.- М.: Академия, 2004.</p> <p>2. Черновец А.К., Семенов К.Н., Лapidус А.А. Учебное пособие «Пуск и самозапуск Электродвигателей механизмов собственных нужд электростанций» Санкт-Петербург, ПЭИпк, 2004г. 72с.</p> <p>3. Собственные нужды электростанций и подстанций. Учебное пособие.Козлов А,Н., Ротачева А.Г. 4. 1. Рожкова Л.Д., Корнеева Л.К. Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций.- М.: Академия, 2004.</p>		Защита по лабораторным работам	8 неделя

	<p>2. Черновец А.К., Семенов К.Н., Лapidус А.А. Учебное пособие «Пуск и самозапуск Электродвигателей механизмов собственных нужд электростанций» Санкт-Петербург, ПЭИпк, 2004г. 72с.</p> <p>3. Собственные нужды электростанций и подстанций. Учебное пособие. Козлов А.Н., Ротачева А.Г.</p>			
9	<p>Характеристика токопровода (сети) в системе СН. Выбор мощности электродвигателя. Работа с литературой: 1. Рожкова Л.Д., Корнеева Л.К. Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций.- М.: Академия, 2004.</p> <p>2. Черновец А.К., Семенов К.Н., Лapidус А.А. Учебное пособие «Пуск и самозапуск Электродвигателей механизмов собственных нужд электростанций» Санкт-Петербург, ПЭИпк, 2004г. 72с.</p> <p>3. Собственные нужды электростанций и подстанций. Учебное пособие. Козлов А.Н., Ротачева А.Г. 4. 1. Рожкова Л.Д., Корнеева Л.К. Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций.- М.: Академия, 2004.</p> <p>2. Черновец А.К., Семенов К.Н., Лapidус А.А. Учебное пособие «Пуск и самозапуск Электродвигателей механизмов собственных нужд электростанций» Санкт-Петербург, ПЭИпк, 2004г. 72с.</p> <p>3. Собственные нужды электростанций и подстанций. Учебное пособие. Козлов А.Н., Ротачева А.Г.</p>	2	Блиц-опрос	9 неделя
10	<p>Особенности электроснабжения системы СН ГЭС. Работа с литературой: 1. Рожкова Л.Д., Корнеева Л.К. Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций.- М.: Академия, 2004.</p> <p>2. Черновец А.К., Семенов К.Н., Лapidус А.А. Учебное пособие «Пуск и самозапуск Электродвигателей механизмов собственных нужд электростанций» Санкт-Петербург, ПЭИпк, 2004г. 72с.</p> <p>3. Собственные нужды электростанций и подстанций. Учебное пособие. Козлов А.Н., Ротачева А.Г. 4. 1. Рожкова Л.Д., Корнеева Л.К. Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций.- М.: Академия, 2004.</p> <p>2. Черновец А.К., Семенов К.Н., Лapidус А.А. Учебное пособие «Пуск и самозапуск Электродвигателей механизмов собственных нужд электростанций» Санкт-Петербург, ПЭИпк, 2004г. 72с.</p> <p>3. Собственные нужды электростанций и подстанций. Учебное пособие. Козлов А.Н., Ротачева А.Г.</p>		Защита по лабораторным работам	10 неделя
11	<p>Способы присоединения токоприемников 6 и 0,4 кВ к сети СН ГЭС. Работа с литературой: 1. Рожкова Л.Д., Корнеева Л.К. Чиркова Т.В.</p>		Блиц-опрос	11 неделя

	<p>Электрооборудование электрических станций и подстанций.- М.: Академия, 2004.</p> <p>2. Черновец А.К., Семенов К.Н., Лapidус А.А. Учебное пособие «Пуск и самозапуск Электродвигателей механизмов собственных нужд электростанций» Санкт-Петербург, ПЭИпк, 2004г. 72с.</p> <p>3. Собственные нужды электростанций и подстанций. Учебное пособие.Козлов А.Н., Ротачева А.Г. 4. 1. Рожкова Л.Д., Корнеева Л.К. Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций.- М.: Академия, 2004.</p> <p>2. Черновец А.К., Семенов К.Н., Лapidус А.А. Учебное пособие «Пуск и самозапуск Электродвигателей механизмов собственных нужд электростанций» Санкт-Петербург, ПЭИпк, 2004г. 72с.</p> <p>3. Собственные нужды электростанций и подстанций. Учебное пособие. Козлов А.Н., Ротачева А.Г.</p>			
12	<p>Схема электроснабжения СН ГЭС с объединенным питанием агрегатных и общестанционных потребителей СН на напряжении 0,4 кВ.</p> <p>Работа с литературой: 1. Рожкова Л.Д., Корнеева Л.К. Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций.- М.: Академия, 2004.</p> <p>2. Черновец А.К., Семенов К.Н., Лapidус А.А. Учебное пособие «Пуск и самозапуск Электродвигателей механизмов собственных нужд электростанций» Санкт-Петербург, ПЭИпк, 2004г. 72с.</p> <p>3. Собственные нужды электростанций и подстанций. Учебное пособие.Козлов А.Н., Ротачева А.Г. 4. 1. Рожкова Л.Д., Корнеева Л.К. Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций.- М.: Академия, 2004.</p> <p>2. Черновец А.К., Семенов К.Н., Лapidус А.А. Учебное пособие «Пуск и самозапуск Электродвигателей механизмов собственных нужд электростанций» Санкт-Петербург, ПЭИпк, 2004г. 72с.</p> <p>3. Собственные нужды электростанций и подстанций. Учебное пособие. Козлов А.Н., Ротачева А.Г.</p>		Защита по лабораторным работам	12 неделя
13	<p>Схема электроснабжения СН ГЭС с объединенным питанием агрегатных и общестанционных потребителей СН на напряжении 0,4 кВ.</p> <p>Работа с литературой: 1. Рожкова Л.Д., Корнеева Л.К. Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций.- М.: Академия, 2004.</p> <p>2. Черновец А.К., Семенов К.Н., Лapidус А.А. Учебное пособие «Пуск и самозапуск Электродвигателей механизмов собственных нужд электростанций» Санкт-Петербург, ПЭИпк, 2004г. 72с.</p> <p>3. Собственные нужды электростанций и</p>		Блиц-опрос	13 неделя

	<p>подстанций. Учебное пособие. Козлов А.Н., Ротачева А.Г. 4. 1. Рожкова Л.Д., Корнеева Л.К. Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций.- М.: Академия, 2004.</p> <p>2. Черновец А.К., Семенов К.Н., Лapidус А.А. Учебное пособие «Пуск и самозапуск Электродвигателей механизмов собственных нужд электростанций» Санкт-Петербург, ПЭИпк, 2004г. 72с.</p> <p>3. Собственные нужды электростанций и подстанций. Учебное пособие. Козлов А.Н., Ротачева А.Г.</p>			
14	<p>Особенности электроснабжения системы СН АЭС. Способы присоединения токоприемников 6 и 0,4 кВ к сети СН АЭС.</p> <p>Работа с литературой: 1. Рожкова Л.Д., Корнеева Л.К. Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций.- М.: Академия, 2004.</p> <p>2. Черновец А.К., Семенов К.Н., Лapidус А.А. Учебное пособие «Пуск и самозапуск Электродвигателей механизмов собственных нужд электростанций» Санкт-Петербург, ПЭИпк, 2004г. 72с.</p> <p>3. Собственные нужды электростанций и подстанций. Учебное пособие. Козлов А.Н., Ротачева А.Г. 4. 1. Рожкова Л.Д., Корнеева Л.К. Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций.- М.: Академия, 2004.</p> <p>2. Черновец А.К., Семенов К.Н., Лapidус А.А. Учебное пособие «Пуск и самозапуск Электродвигателей механизмов собственных нужд электростанций» Санкт-Петербург, ПЭИпк, 2004г. 72с.</p> <p>3. Собственные нужды электростанций и подстанций. Учебное пособие. Козлов А.Н., Ротачева А.Г.</p>	2	Получение допуска к экзамену	14 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. Вспомогательные источники энергии в системе СН ЭС. Их назначение, классификация, требования к параметрам.
2. Система собственных нужд электростанций и источники энергоснабжения системы СН ЭС.
3. Виды рабочих машин в системе СН ЭС с нелинейно возрастающей механической характеристикой.
4. Схема электроснабжения системы СН КЭС с выключателями у генераторов и ее особенности.
5. Надежность электроснабжения системы СН электростанций и условия ее обеспечения.
6. Основные и резервные источники электроснабжения системы СН КЭС и схемы их присоединения.
7. Коммутационные аппараты напряжения до 1000 В в системе СН ЭС и ПС. Режим работы и условия выбора.
8. Методы расчета самозапуска электродвигателей СН.
9. Особенности электроснабжения системы СН ГЭС.
10. Рабочие характеристики насосов центробежного типа.
11. Схема электроснабжения системы СН блока АЭС с реактором типа РБМК-1000.
12. Способы присоединения токоприемников 6 и 0,4 кВ к сети СН ГЭС.
13. Рабочие характеристики насосов и вентиляторов осевого типа.
14. Самозапуск электродвигателей СН и средства повышения надежности оборудования СН.
15. Схема электроснабжения системы СН ТЭЦ с поперечными связями в теплосиловой части.
16. Характеристика токопровода (сети) в системе СН.
17. Определение номинальной мощности рабочих и резервных ТСН ТЭС.
18. Распределительные устройства и сети в системе СН АЭС.
19. Способы регулирования производительности рабочих машин центробежного типа системы СН.
20. Система обеспечения безопасности АЭС.
21. Способы регулирования производительности рабочих машин осевого типа системы СН.
22. Классификация потребителей системы СН АЭС.
23. Схема электроснабжения СН ГЭС с отдельным питанием общестанционных и агрегатных потребителей.
24. Основное и не основное оборудование ТЭС.
25. Источники энергии системы СН АЭС.
26. Схемы питания СН ПС с постоянным и переменным оперативным током.
27. Выбор типа электродвигателя механизмов СН ЭС и их конструктивного исполнения.
28. Схема электроснабжения системы СН ТЭЦ блочного типа.
29. Основные потребители СН ПС и выбор числа мощности ТСН ПС.

30. Выбор электродвигателя механизмов СН. ЭС по мощности и частоте вращения.
31. Основные рабочие машины и их привод в системе СН ТЭС.
32. Схема электроснабжения системы СН блока АЭС с реакторов типа ВВЭР-1000.
33. Проверка электродвигателя СН по условию пуска.
34. Схема присоединения ТСН второй ступени к секциям СН-6 кВ КЭС.
35. Выбор мощности электродвигателя.
36. Какие асинхронные двигатели применяются на ТЭС.
37. Самозапуск электродвигателей СН и средства повышения надежности оборудования СН.
38. Схема электроснабжения СН ГЭС с объединенным питанием на стороне 6(10) кВ транспортеров агрегатных и общестанционных СН.
39. Характеристика токопровода (сети) в системе СН.
40. Основные и резервные источники электроснабжения системы СН КЭС и схемы их присоединения.
41. Схема надежного питания СН АЭС с реакторами на быстрых нейтронах.
42. Какие синхронные двигатели применяются на ТЭС.
43. Схема электроснабжения системы СН ТЭЦ с поперечными связями в теплосиловой сети.
44. Источники оперативного тока.

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: «Собственные нужды станций и подстанций». Использование медиапроектора для просмотра фильмов «Электрические станции и подстанции».

6. Программные продукты, реально используемые в практической деятельности выпускника

В процессе изучения дисциплины «Собственные нужды станций и подстанций» 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 экзамен (вопросы к экзамену 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.

7.2. Фонд заданий (для блиц-опроса)

Блиц-опрос №1.

Тема 1. Электрические станции: назначение, виды особенности. Система собственных нужд электростанций и источники энергоснабжения системы СН ЭС. Определение номинальной мощности рабочих и резервных ТСН ТЭС. Основное и не основное оборудование ТЭС. Основные рабочие машины и их привод в системе СН ТЭС.

Вопросы .

1. Электрические станции: назначение, виды особенности.

2. Система собственных нужд электростанций и источники энергоснабжения системы СН ЭС.
3. Определение номинальной мощности рабочих и резервных ТСН ТЭС.
4. Основное и не основное оборудование ТЭС.
5. Основные рабочие машины и их привод в системе СН ТЭС.

Блиц-опрос №2.

Тема 2. Виды рабочих машин в системе СН ЭС с нелинейно возрастающей механической характеристикой. Рабочие характеристики насосов и вентиляторов осевого типа.

Вопросы.

1. Виды рабочих машин в системе СН ЭС с нелинейно возрастающей механической характеристикой.
2. Рабочие характеристики насосов и вентиляторов осевого типа.

Блиц-опрос №3.

Тема 3. Выбор типа электродвигателя механизмов СН ЭС и их конструктивного исполнения. Выбор электродвигателя механизмов СН ЭС по мощности и частоте вращения. Выбор мощности электродвигателя. Методы расчета самозапуска электродвигателей СН. Проверка электродвигателя СН по условию пуска. Рабочие характеристики насосов центробежного типа.

Вопросы.

1. Выбор типа электродвигателя механизмов СН ЭС и их конструктивного исполнения.
2. Выбор электродвигателя механизмов СН. 3. Заполнение суточного графика нагрузки.
3. ЭС по мощности и частоте вращения.
4. Выбор мощности электродвигателя.
5. Методы расчета самозапуска электродвигателей СН.
6. Проверка электродвигателя СН по условию пуска.
7. Рабочие характеристики насосов центробежного типа.

Блиц-опрос №4.

Тема 4. Условия выбора и проверки аппаратов. Определение номинальной мощности рабочих и резервных ТСН ТЭС. Коммутационные аппараты напряжения до 1000 В в системе СН ЭС и ПС. Режим работы и условия выбора. Характеристика токопровода (сети) в системе СН. Выбор мощности электродвигателя.

Вопросы .

1. Условия выбора и проверки аппаратов.
2. Определение номинальной мощности рабочих и резервных ТСН ТЭС.
3. Коммутационные аппараты напряжения до 1000 В в системе СН ЭС и ПС.
4. Режим работы и условия выбора.
5. Закрытые и открытые РУ.
6. Характеристика токопровода (сети) в системе СН.
7. Выбор мощности электродвигателя.

Блиц-опрос №5.

Тема 5. Особенности электроснабжения системы СН ГЭС. Способы присоединения токоприемников 6 и 0,4 кВ к сети СН ГЭС. Схема электроснабжения СН ГЭС с объединенным питанием агрегатных и общестанционных потребителей СН на напряжении 0,4 кВ.

Вопросы .

1. Особенности электроснабжения системы СН ГЭС.
2. Способы присоединения токоприемников 6 и 0,4 кВ к сети СН ГЭС.
3. Схема электроснабжения СН ГЭС с объединенным питанием агрегатных и общестанционных потребителей СН на напряжении 0,4 кВ.

Блиц-опрос №6.

Тема 6 Особенности электроснабжения системы СН АЭС. Способы присоединения токоприемников 6 и 0,4 кВ к сети СН АЭС..

1. Особенности электроснабжения системы СН АЭС.
2. Способы присоединения токоприемников 6 и 0,4 кВ к сети СН АЭС.

3. Система обеспечения безопасности АЭС.
4. Источники энергии системы СН АЭС.
5. Распределительные устройства и сети в системе СН АЭС.

7.3. Итоговый контроль

В конце семестра проводится экзамен.

Экзаменационные билеты по дисциплине «Собственные нужды станций и подстанций»

Экзаменационный билет № 1

1. Виды рабочих машин в системе СН ЭС с нелинейно возрастающей механической характеристикой.
2. Схема электроснабжения системы СН КЭС с выключателями у генераторов и ее особенности.
3. Вспомогательные источники энергии в системе СН ЭС. Их назначение, классификация, требования к параметрам.

Экзаменационный билет № 2

1. Надежность электроснабжения системы СН электростанций и условия ее обеспечения.
2. Основные и резервные источники электроснабжения системы СН КЭС и схемы их присоединения.
3. Коммутационные аппараты напряжения до 1000 В в системе СН ЭС и ПС. Режим работы и условия выбора.

Экзаменационный билет № 3

1. Система собственных нужд электростанций и источники энергоснабжения системы СН ЭС.
2. Методы расчета самозапуска электродвигателей СН.
3. Особенности электроснабжения системы СН ГЭС.

Экзаменационный билет № 4

1. Рабочие характеристики насосов центробежного типа.
2. Схема электроснабжения системы СН блока АЭС с реактором типа РБМК-1000.
3. Способы присоединения токоприемников 6 и 0,4 кВ к сети СН ГЭС.

Экзаменационный билет № 5

1. Рабочие характеристики насосов и вентиляторов осевого типа.
2. Самозапуск электродвигателей СН и средства повышения надежности оборудования СН.
3. Схема электроснабжения системы СН ТЭЦ с поперечными связями в теплосиловой части.

Экзаменационный билет № 6

1. Характеристика токопровода (сети) в системе СН.
2. Определение номинальной мощности рабочих и резервных ТСН ТЭС.
3. Распределительные устройства и сети в системе СН АЭС.

Экзаменационный билет № 7

1. Способы регулирования производительности рабочих машин центробежного типа системы СН.
2. Система обеспечения безопасности АЭС.
3. Схема электроснабжения СН ГЭС с объединенным питанием агрегатных и общестанционных потребителей СН на напряжении 0,4 кВ.

Экзаменационный билет № 8

1. Способы регулирования производительности рабочих машин осевого типа системы СН.
2. Классификация потребителей системы СН АЭС.
3. Схема электроснабжения СН ГЭС с отдельным питанием общестанционных и агрегатных потребителей.

Экзаменационный билет № 9

1. Основное и неосновное оборудование ТЭС.
2. Источники энергии системы СН АЭС.

3. Схемы питания СН ПС с постоянным и переменным оперативным током.

Экзаменационный билет № 10

1. Выбор типа электродвигателя механизмов СН ЭС и их конструктивного исполнения.
2. Схема электроснабжения системы СН ТЭЦ блочного типа.
3. Основные потребители СН ПС и выбор числа мощности ТСН ПС.

Экзаменационный билет № 11

1. Выбор электродвигателя механизмов СН. ЭС по мощности и частоте вращения.
2. Основные рабочие машины и их привод в системе СН ТЭС.
3. Схема электроснабжения системы СН блока АЭС с реакторов типа ВВЭР-1000.

Экзаменационный билет № 12

1. Проверка электродвигателя СН по условию пуска.
2. Схема присоединения ТСН второй ступени к секциям СН-6 кВ КЭС.
3. Выбор мощности электродвигателя.

Экзаменационный билет № 13

1. Какие асинхронные двигатели применяются на ТЭС.
2. Самозапуск электродвигателей СН и средства повышения надежности оборудования СН.
3. Схема электроснабжения СН ГЭС с объединенным питанием на стороне 6(10) кВ транспортеров агрегатных и общестанционных СН.

Экзаменационный билет № 14

1. Характеристика токопровода (сети) в системе СН.
2. Основные и резервные источники электроснабжения системы СН КЭС и схемы их присоединения.
3. Схема надежного питания СН АЭС с реакторами на быстрых нейтронах.

Экзаменационный билет № 15

1. Какие синхронные двигатели применяются на ТЭС.
2. Схема электроснабжения системы СН ТЭЦ с поперечными связями в теплосиловой сети.
3. Источники оперативного тока.

8. Карта обеспеченности дисциплины кадрами профессорско-преподавательского состава

Лекции	Лабораторные занятия	Самостоятельная работа	Зачет
Доцент кафедры Энергетики Ротачева Алла Георгиевна	Доцент кафедры Энергетики Ротачева Алла Георгиевна	Доцент кафедры Энергетики Ротачева Алла Георгиевна	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 лабораторных работ; 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.