

Федеральное агентство по образованию
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ГОУВПО «АмГУ»

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой Энергетики

_____ Н.В. Савина

«_____» _____ 2007г.

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ
УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС ПО ДИСЦИПЛИНЕ

для специальности 140204 – «Электрические станции»

Составитель: 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 «Электрическая часть станций и подстанций» для студентов очной и заочной формы обучения специальностей 140204 - «Электрические станции»,.. Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2007. – 181 с.

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

Рецензент:

© Амурский государственный университет, 2007

СОДЕРЖАНИЕ

Введение

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

Заключение

ВВЕДЕНИЕ

Дисциплина «Электрические станции и подстанции» относится к блоку СД, является специальной дисциплиной.

Курс «Электрические станции и подстанции» является одним из важнейших. Дисциплина «Электрические станции и подстанции» 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 «Электрические станции и подстанции» 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 «Электрические станции и подстанции» 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 "Электрическая часть станций и подстанций"
для специальности 140204 – "Электрические станции"

Очная форма обучения

курс 4

Лекции 78

Практические занятия 47

Лабораторные занятия 31

нет

Самостоятельная работа 33

33

Курсовое проектирование 8 сем.

9 сем.

Экзамен 7,8 сем

Всего часов 330

Очная форма обучения

курс 5

Лекции 14

Практические занятия 14

Лабораторные занятия

Самостоятельная работа

Курсовое проектирование

Зачет 9 сем

Составитель: *Ротачева А.Г. доцент*

Факультет *Энергетический*

Кафедра *Энергетики*

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 специальности: 140204

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

Заведующий кафедрой _____ Н.В. Савина

Рабочая программа одобрена на заседании УМС специальности: 100100
«_____» _____ 200__ г., протокол № _____

Председатель УМСС _____

СОГЛАСОВАНО
Начальник УМУ
_____ Г.Н.Торопчина
«_____» _____ 200__ г.

СОГЛАСОВАНО
Председатель УМС факультета

«_____» _____ 200__ г.

СОГЛАСОВАНО
Заведующий выпускающей кафедрой

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

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

Задачи изучения дисциплины - освоение студентами типовых схем электроустановок, уделено внимание основам 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, а также выбор оборудования.

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

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

знать:

- использовать схемы электрических соединений электрических станций, конструкции открытых, закрытых и комплексных распределительных устройств, методы проектирования схем электрических соединений распределительных устройств электрических станций и подстанций. Методы выбора электрических аппаратов и проводников для различных электроустановок; методы выбора токоограничивающих устройств на электростанциях и подстанциях.

уметь:

- использовать и иметь 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.

2. Содержание дисциплины

2.1. Федеральный компонент

Электрическая часть станций и подстанций: блок дисциплин включает вопросы целей, задач, структур выбора и организации электрооборудования электрических станций и подстанций, 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 электрических станций и подстанций, связанной с эксплуатацией оборудования;

- обеспечение соблюдения всех заданных параметров технологического процесса и качества вырабатываемой продукции;
- выбор электрического оборудования;
- 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 электрических станциях и подстанциях энергосистемы, их оборудование и о перспективном прогрессивном развитии энергетики.

ЛЕКЦИОННЫЙ КУРС (92 часа)

1. ВВЕДЕНИЕ - (2 часа).

Электрические станции: назначение, виды особенности, тенденции развития, воздействия на окружающую среду. Особенности технологической схемы.

2. СХЕМЫ СОЕДИНЕНИЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ПОСТАНЦИЙ - (16 часов)

Особенности компоновки КЭС, ТЭЦ, ГЭС. Схемы питания собственных нужд электростанций.

Схемы соединения распределительных устройств ВН: виды, область применения. Компоновка ОРУ на подстанции. Комплексные распределительные устройства и подстанции: ЗРУ, КРУ, КРУН, КТПБ.

3. СИЛОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ПОСТАНЦИЙ - (16 часов)

Синхронные генераторы, синхронные компенсаторы, силовые трансформаторы: конструктивные особенности, режим работы, управление нормальным режимом. Вольтодобавочные трансформаторы.

4. ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ - (6 часов)

Условия выбора и проверки аппаратов. Нагрев аппаратов в нормальном режиме и при коротком замыкании. Электродинамическое действие тока короткое замыкание.

5. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ АППАРАТЫ И ИХ ВЫБОР - (22 час)

Высоковольтные выключатели: назначение, виды. область применения, способы гашения дуги, тенденция развития. Разъединители, короткозамыкатели, отделители, заземляющие ножи. Плавные предохранители. Измерительные трансформаторы тока и напряжения. Разрядники, ограничители перенапряжений. Реакторы

токоограничивающие и компенсирующие. Компенсирующие устройства. Коммутационные аппараты в сетях до 1000 В.

6. ЗАЗЕМЛЯЮЩИЕ УСТРОЙСТВА НА ПОСТАНЦИЯХ - (4 часа)

Назначение, конструкция, условия выбора. Напряжение шага. Напряжение прикосновения. Требования ПУЭ к конструкции заземляющего устройства.

7. МОЛНИЕЗАЩИТА НА ПОСТАНЦИЯХ - (4 часа)

Компоновка устройств молниезащиты на подстанции. Варианты размещения молниеотводов. Соединение с заземляющим устройством. Требования ПУЭ к молниезащите подстанции.

8. РАСЧЕТ КОМПЕНСИРУЮЩИХ РЕАКТОРОВ НА ПОСТАНЦИЯХ - (6 часа)

9. СХЕМЫ ВТОРИЧНОЙ КОММУТАЦИИ НА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ И ПОДСТАНЦИЯХ - (8 час)

Принципы формирования вторичных схем. Принятые обозначения и маркировка схем вторичной коммутации.

10. ИЗМЕНЕНИЕ СИГНАЛИЗАЦИИ НА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ И ПОДСТАНЦИЯХ - (8 час)

Центральная сигнализация на ЭС и ПС: состав, формирование, виды сигналов. Измерение контролируемых величин.

11. УПРАВЛЕНИЕ НА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ И ПОДСТАНЦИЯХ - (8 час)

Местное и дистанционное управление коммутационными аппаратами. Избирательное управление и измерение.

ПРАКТИЧЕСКИЕ ЗАНЯТИЯ (56 ЧАСОВ)

(7 семестр)

1. Расчетные условия выбора и проверки электрических аппаратов - 2 часа

2. Выбор и проверка гибких и жестких шин и изоляторов - 4 часа

3. Выбор и проверка выключателей и разъединителей - 4 часов

4. Выбор и проверка измерительных трансформаторов тока - 2 часа

5. Выбор и проверка измерительных трансформаторов напряжения - 2 часа

6. Нагрузочная способность трансформаторов и автотрансформаторов - 2 часа

7. Выбор токоограничивающих реакторов - 2 часа

(8 семестр)

1. Расчет аккумуляторного устройства - 2 часа

2. Расчет заземляющего устройства - 2 часа

3. Расчет молниезащиты - 2 часа

4. Расчет компенсирующего устройства - 2 часа

5. Центральная сигнализация на ЭС и ПС - 2 часа

6. Местное и дистанционное управление коммутационными аппаратами - 2 часа

7. Блокировка разъединителей - 2 часа.

(9 семестр)

1. Разработка планов ОРУ- 4 часа
2. Применения типовых и комплектных РУ на электрических станциях и подстанциях - 4 часа
3. Разработка собственных нужд на электрических станциях и подстанциях-4 часа
4. Разработка планов заземления и молниезащиты ОРУ- 2 часа

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА (31 часа)

(7 семестр)

1. Исследование электродинамических усилий между шинами - 4 часа
2. Плавкие предохранители - 2 часа
3. Исследование схемы контроля изоляции в сети переменного тока - 2 часа
4. Проверка масляного выключателя и привода - 4 часа
5. Проверка силового трансформатора - 2 часа

(8 семестр)

1. Конструкция и компоновка ОРУ со сборными шинами - 2 часа
2. Испытание низковольтных аппаратов - 4 часа
3. Испытание измерительных трансформаторов тока - 4 часа
4. Испытание измерительных трансформаторов напряжения - 4 часа

КУРСОВОЙ ПРОЕКТ

1. Включает в себя проектирование «Электрических станций и подстанций» по индивидуальному варианту. Выполняется по / 6 /, (8 семестр)

2. Включает в себя проектирование «Проектирование собственных нужд электрических станций и подстанций» по индивидуальному варианту. Выполняется по / 6 /, (9 семестр)

2.4. Самостоятельная работа студентов

Включает в себя самостоятельную проработку лекционного материала, подготовку к практическим и лабораторным работам, разработку курсового проекта.

2.4.1 Тесты для самоконтроля

Вариант N 1

1. В базе графика нагрузки предпочтительно держать:

- а) ГЭС, т.к. они наиболее экономичны;
- б) АЭС, т.к. на них нежелательны частые изменения режима;
- в) ГАЭС, для поддержания допустимых уровней в водохранилище.

2. В технологической схеме ТЭЦ питательные насосы (ПЭНы) необходимы:

- а) для питания внешней отопительной сети;
- б) для подачи воды от градирен к турбине;
- в) для подачи пара в турбину;
- г) для подачи воды в котел.

3. Блочная компоновка энергоблоков предпочтительна:

- а) при больших единичных мощностях агрегатов;
- б) при малых единичных мощностях агрегатов;
- в) на ГЭС независимо от мощности агрегата.

4. Схему блока "трансформатор-линия" применяют:

- а) при 1,2 отходящих линиях на ОРУ ВН электростанции;
- б) на ГЭС с РУ ВН 500 кВ и выше для экономии выключателей;
- в) на городских ТЭЦ при невозможности размещения ОРУ ВН на территории станции.

5. Короткозамыкатели на ПС применяются:

- а) для создания искусственного КЗ;
- б) для использования вместо выключателя в цепи трансформатора;
- в) для шунтирования повреждения и облегчения его отключения.

6. Гашения поля генератора применяется:

- а) для развозбуждения генератора при отключении;
- б) для ликвидации пожара при возгорании статорной обмотки;
- в) для восстановления железа статора при перемагничивании.

7. Нагрузочная способность проводников открытой установки:

- а) больше в летнее время из-за отсутствия гололеда на проводах;
- б) больше в зимнее время из-за лучших условий охлаждения;
- в) меньше в зимнее время из-за увеличения сопротивления проводов.

8. При расположении жестких шин в ряд электродинамические усилия:

- а) меньше на средней фазе, т.к. компенсируются воздействия от крайних фаз;
- б) больше на средней фазе, т.к. создается раскачивающее усилие;
- в) не зависит от расположения проводника.

9. Электрическая дуга гасится легче:

- а) в выключателях переменного тока;
- б) в выключателях постоянного тока;
- в) независимо от формы тока.

10. Для воздушных выключателей верно, что:

- а) время отключения меньше, чем у масляных выключателей;
- б) меньше уровня коммутационных перенапряжений;
- в) не требуется дополнительных затрат на строительство вспомогательного оборудования.

11. Для приводов выключателей верно, что:

- а) применение электромагнитного привода связано с большой потребляемой нагрузкой;
- б) пружинный привод требует значительного времени на подготовку к работе (заход пружин);
- в) источником энергии для приводов является аккумуляторная батарея.

12. Отделители в схеме ПС необходимы:

- а) для отделения поврежденного оборудования, выводимого в ремонт;
- б) для отделения поврежденного оборудования после работы короткозамыкателя;
- в) для отделения поврежденного оборудования при отказе короткозамыкателя.

13. Песок в кварцевых предохранителях необходим:

- а) для защиты корпуса предохранителя при перегорании плавкой вставки;
- б) для отвода тепла от расплавленной вставки;
- в) для удлинения дуги при гашении.

14. Разрядники и ОПН в схеме ПС необходимы:

- а) для снятия статических перенапряжений со сборных шин;
- б) для защиты оборудования от грозовых и коммутационных перенапряжений;
- в) для защиты оборудования при КЗ на сборных шинах.

15. Одновитковые трансформаторы тока применяются:

- а) при больших токах присоединения;
- б) как встроенные при малых габаритах оборудования;
- в) как лабораторные для повышения точности измерений.

16. Звеньевые ТТ применяются:

- а) для повышения точности измерения больших токов;
- б) для уменьшения габаритов ТТ при высоком напряжении;
- в) при исследовании баковых масляных выключателей;

17. Пятистержневые трансформаторы напряжения применяются:
- а) при необходимости получения двух разных напряжений на обмотках НН;
 - б) при соединении одной из обмоток в схему разомкнутого треугольника;
 - в) при использовании на напряжении 220 кВ.
18. Схема соединения "открытый треугольник" применяется:
- а) для измерения трех фазных напряжений с помощью двух однофазных ТН;
 - б) для измерения трех линейных напряжений с помощью двух однофазных ТН;
 - в) для измерения $3 u_0$.
19. В пиковой части графика нагрузки предпочтительно держать:
- а) ГЭС, как наиболее маневренные станции;
 - б) ТЭЦ, как наиболее неэкономичные;
 - в) ГАЭС, для сработки воды из верхнего бьефа;
 - г) нетрадиционные источники из-за малой единичной мощности агрегатов.
20. Градирни в технологической схеме ТЭС служат:
- а) для сброса излишков пара с турбины;
 - б) для охлаждения пара на выходе из турбины;
 - в) для охлаждения воды конденсатора турбины.

2.5. Вопросы к экзамену

(7 семестр)

1. Выбор мощности трансформаторов на подстанции.
2. Импульс квадратичного тока, определение конечной температуры нагрева проводников при коротком замыкании.
3. Плавкие предохранители: защитная характеристика, материал плавки.
4. Гашение дуги переменного тока.
5. Измерительные трансформаторы тока: назначение, полярность, схема замещения, режим работы, погрешность.
6. Токоограничивающие реакторы: назначение, выбор.
7. Электрическая дуга: факторы, способствующие и препятствующие горению.
8. Вакуумные выключатели: гашение дуги, достоинства, недостатки.
9. Гашение дуги в выключателях постоянного тока.
10. Конструкции трансформаторов тока.
11. Выбор и проверка выключателей.
12. Электродинамическое действие тока: влияние расположения проводников, их форма, методика проверки на электродинамическую стойкость.
13. Конструкции предохранителей.

14. Воздушные выключатели: гашение дуги, достоинства, недостатки.
15. Нагрев проводников в нормальном режиме и при коротком замыкании.
16. Масляные выключатели: гашение дуги, достоинства, недостатки.
17. Элегазовые выключатели: гашение дуги, достоинства, недостатки.
18. Термическая стойкость проводников и аппаратов при коротком замыкании.
19. Схемы КЭС.
20. Схемы ТЭЦ.
21. Схемы ГЭС.
22. Схемы РУВН ПС с ВН 110 кВ.
23. Схемы РУВН ПС с ВН 220 кВ.
24. Схемы РУВН ПС с ВН 330-750 кВ.
25. Схемы РУВН ПС.
26. Схемы РУВН ПС.
27. Схемы РУВН ПС с ВН 35 кВ.
28. Выбор и проверка разъединителей.
29. Выбор и проверка трансформаторов тока.
30. Выбор и проверка трансформаторов напряжения.
32. Конструкции трансформаторов напряжения.
33. Конструкция КРУЭ.
34. Конструкция КРУ и КРУН.
35. Конструкция масляных выключателей.
35. Конструкция воздушных выключателей.
35. Конструкция вакуумных выключателей.
35. Конструкция элегазовых выключателей.
36. Расчет стационарного заземления.
37. Расчет шагового напряжения.
38. Расчет напряжения прикосновения.

2.5. Вопросы к экзамену

(8 семестр)

1. Изложите основные принципы организации управления на мощных тепловых станциях.
2. Перечислите факторы, определяющие структуру управления станцией.
3. Как производится выбор источников и схемы оперативного тока?
4. В каких случаях целесообразно использование переменного оперативного тока?
5. Как осуществляется дистанционное управление высоковольтными выключателями и блокировка от неправильных действий?
6. Как маркируются монтажные схемы?
7. Изложите принципы проектирования измерительной подсистемы?
8. Как проектируются щиты управления?

2.5. Вопросы к зачету

(9 семестр)

1. Требования, конструкциям распределительных устройств (РУ).
2. Выбор, типа и компоновки РУ.
3. Составление схемы заполнения ЗРУ. Планы ОРУ.
4. Выбор средств для механизации ремонтных работ в РУ.
5. Размещение электротехнических устройств на территории-электростанции.
6. Установка силовых трансформаторов и трансформаторов СН.
7. Комплектные распределительные устройства (КРУ, КРУН, КТП).
8. Система автоматического пожаротушения и сигнализации.
9. Проектирование заземляющих устройств.
10. Компоновка и конструкции щитов управления и подщитового помещения, кабельных сооружений, аккумуляторного блока и вспомогательных служб станции.
12. В каких случаях сооружаются ЗРУ 35—220 кВ?
13. Перечислите факторы, определяющие тип и конструкцию РУ.
14. Объясните преимущества применения типовых и комплектных РУ.
15. Расскажите о принципах компоновки и конструкции кабельных сооружений, аккумуляторного блока.
16. Как выполняется защита оборудования от внешних и внутренних перенапряжений?
17. Изложите порядок проектирования заземления.

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, 2005.
2. Проектирование схем электроустановок. Балаков Ю.Н., Мисрихинов М.Ш., Шунтов А.В. Учебное пособие для вузов – М.: Издательство МЭИ, 2004.-288с.
3. Электрические аппараты высокого напряжения с элегазовой изоляцией. Под редакцией Ю.И. Вишневого. Издательство СПб.: Энергоатомиздат. Санкт-Петербург, 2002г. 728 с.
4. Г.А Евдокунин, Г. Тилер. Современная вакуумная Коммутационная техника для сетей среднего напряжения. СПб.: Издательство Сизова М.П., 2002г. 148с.
5. Мясоедов Ю.В., Савина Н.В., Ротачева А.Г. Учебное пособие по проектированию «Электрическим станциям и подстанциям».
6. Электротехнический справочник. Том 3, книга 1. М: Энергоатомиздат. 2002г., 878 с.
7. Александров К.К. Электротехнические чертежи и схемы. – М: Издательство МЭИ, 2004.-301с.

Дополнительная литература

1. Сборник задач и упражнений по электрической части электростанций и подстанций. Издательство МЭИ., М. 1996г. - 254с.
2. Электрическая часть станций под редакцией С.В.Усова - Л: Энергия, 1987г. 556 с.
3. Гук Ю.Б. и др. Проектирование эл. части станций и подстанций. - М: Энергоатомиздат, 1985г., 312 с.
4. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. - М: Энергоатомиздат, 1985г., 704 с.
5. Эл. часть станций и подстанций: Справочные материалы. Под редакцией Б.Н. Неклепаева., М: Энергоатомиздат, 1989г. 608 с.
6. Методические указания по выполнению курсового проектирования по курсу "Электрическая часть станций и подстанций". Ленинград, 1982 г. В.Г.Агапов, Ю.Н. Балаков и др.
7. Электрические аппараты высокого напряжения. Т.1. Выключатели. Справочное пособие. 2001.-120с.
8. 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.

Наглядные пособия

1. Презентации, слайды, учебный фильмы по производству электрических станций и подстанций - 2 компакт диска.
2. Схемы, таблицы, рисунки под медиакомплекс;
3. Лазерные пленки к проектоскопу по электрических станций и подстанций - 18 штук.
4. Плакаты по стандартным задачам электрических станций и подстанций.
5. Комплект индивидуальных заданий на производстве электрических станций и подстанций.

Задания для самостоятельной работы студентов.

В процессе изучения дисциплины (после каждого практического и лабораторного занятия) студенты последовательно разрабатывают предложенные преподавателем вопросы к самостоятельной работе и защищают их согласно графику, указанному в учебно-методической (технологической) карте дисциплины.

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. (семин.)	лаборат.		содерж.	часы	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	1	Электрические станции: назначение, виды особенности, тенденции развития, воздействия на окружающую среду.		1	Фильмы по курсу	Лит-ра 2-8		Блиц опрос
2	2	Синхронные генераторы, синхронные компенсаторы, силовые трансформаторы	1		Уч.пособие по курсу Эл.вар., плакаты	То же	2	Блиц опрос
3	2	Синхронные генераторы, синхронные компенсаторы, силовые трансформаторы		1	Уч.пособие по курсу Эл.вар., плакаты	То же		Защита лабораторных работ
4	2	Синхронные генераторы, синхронные компенсаторы, силовые трансформаторы	2		Уч.пособие по курсу Эл.вар., плакаты	То же	2	Блиц опрос, защита к.р.
5	3	Условия выбора и проверки аппаратов		2	Уч.пособие по курсу Эл.вар., плакаты	То же		Защита лабораторных работ
6	3	Нагрев аппаратов в нормальном режиме и при коротком замыкании	2		Уч.пособие по курсу Эл.вар., плакаты	То же	2	Блиц опрос, защита к.р.
7	3	Электродинамическое действие тока короткое замыкание		2	Уч.пособие по курсу Эл.вар., плакаты	То же		Защита лабораторных работ
8	4	Электродинамическое действие тока короткое замыкание	3		Уч.пособие по курсу Эл.вар.	То же	2	Блиц опрос, защита к.р.
9	4	Разъединители, короткозамыкатели, отделители		3	Уч.пособие по курсу Эл.вар., плакаты	То же		Защита лабораторных работ
10	4	Плавные предохранители	3		Схемы.эл.вар., плакаты	То же	2	Блиц опрос, защита к.р.
11	4	Выбор жестких и гибких шин.		3	Уч.пособие по курсу Эл.вар., плакаты	То же		Защита лабораторных работ
12	4	Измерительные трансформаторы тока	4		Уч.пособие по курсу Эл.вар., плакаты	То же	2	Блиц опрос, защита к.р.
13	4	Измерительные трансформаторы напряжения		4	Уч.пособие по курсу Эл.вар., плакаты	То же		Защита лабораторных работ
14	4	Реакторы токоограничивающие и компенсирующие	4		Уч.пособие по курсу Эл.вар., плакаты	То же	2	Блиц опрос, защита к.р.
15	4	Коммутационные		4	Уч.пособие по	То же		Защита

		аппараты в сетях до 1000 В.			курсу Эл.вар., плакаты			лабораторных работ
16	5	Коммутационные аппараты в сетях до 1000 В.	5		Уч.пособие по курсу Эл.вар., плакаты	То же	2	Блиц опрос, защита к.р.

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. (семин.)	лаборат.		содерж.	часы	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	1	Схемы вторичной коммутации на эл. станциях и подстанциях		1	Фильмы по курсу	Лит-ра 2-8		Блиц опрос
2	2	Принципы формирования вторичных схем	1		Уч.пособие по курсу Эл.вар., плакаты	То же	2	Блиц опрос
3	2	Принятые обозначения и маркировка схем вторичной коммутации		1	Уч.пособие по курсу Эл.вар., плакаты	То же		Защита лабораторных работ
4	2	Центральная сигнализация на ЭС и ПС: состав, формирование, виды сигналов.	2		Уч.пособие по курсу Эл.вар., плакаты	То же	2	Блиц опрос, защита к.р.
5	3	Центральная сигнализация на ЭС и ПС: состав, формирование, виды сигналов.		2	Уч.пособие по курсу Эл.вар., плакаты	То же		Защита лабораторных работ
6	3	Измерение контролирующих величин.	2		Уч.пособие по курсу Эл.вар., плакаты	То же	2	Блиц опрос, защита к.р.
7	3	Управление на эл. станциях и подстанциях		2	Уч.пособие по курсу Эл.вар., плакаты	То же		Защита лабораторных работ
8	4	Местное и дистанционное управление коммутационными аппаратами	3		Уч.пособие по курсу Эл.вар.	То же	2	Блиц опрос, защита к.р.
9	4	Местное и дистанционное управление коммутационными аппаратами		3	Уч.пособие по курсу Эл.вар., плакаты	То же		Защита лабораторных работ
10	4	Дистанционное управление и измерение	3		Схемы.эл.вар., плакаты	То же	2	Блиц опрос, защита к.р.

11	4	Избирательное управление и измерение		3	Уч.пособие по курсу Эл.вар., плакаты	То же		Защита лабораторных работ
12	4	Заземляющие устройства на подстанции	4		Уч.пособие по курсу Эл.вар., плакаты	То же	2	Блиц опрос, защита к.р.
13	4	Назначение, конструкция, условия выбора		4	Уч.пособие по курсу Эл.вар., плакаты	То же		Защита лабораторных работ
14	4	Напряжение шага. Напряжение прикосновения	4		Уч.пособие по курсу Эл.вар., плакаты	То же	2	Блиц опрос, защита к.р.
15	4	Требования ПУЭ к конструкции заземляющего устройства		4	Уч.пособие по курсу Эл.вар., плакаты	То же		Защита лабораторных работ
16	5	Расчет заземляющего устройства	5		Уч.пособие по курсу Эл.вар., плакаты	То же	2	Блиц опрос, защита к.р.

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. (семин.)	лаборат.		содерж.	часы	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	1	Молниезащита на подстанции			Фильмы по курсу	Лит-ра 2-8		Блиц опрос
2	2	Компоновка устройств молниезащиты на подстанции	1		Уч.пособие по курсу Эл.вар., плакаты	То же	2	Блиц опрос
3	2	Варианты размещения молниеотводов			Уч.пособие по курсу Эл.вар., плакаты	То же		
4	2	Компоновка устройств заземления на подстанции	2		Уч.пособие по курсу Эл.вар., плакаты	То же	2	Блиц опрос, защита к.р.
5	3	Соединение с заземляющим устройством			Уч.пособие по курсу Эл.вар., плакаты	То же		
6	3	Требования ПУЭ к молниезащите и заземлению подстанции	2		Уч.пособие по курсу Эл.вар., плакаты	То же	2	Блиц опрос, защита к.р.
7	3	Компоновка ОРУ на подстанции			Уч.пособие по курсу Эл.вар., плакаты	То же		
8	4	Компоновка ОРУ на подстанции	3		Уч.пособие по курсу Эл.вар.	То же	2	Блиц опрос, защита к.р.
9	4	Компоновка ОРУ на подстанции			Уч.пособие по курсу Эл.вар., плакаты	То же		
10	4	Комплексные распреедустройства на	3		Схемы.эл.вар., плакаты	То же	2	Блиц опрос, защита к.р.

		подстанции: ЗРУ						
11	4	Комплексные распредустро йства на подстанции: КРУ, КРУН			Уч.пособие по курсу Эл.вар., плакаты	То же		
12	4	Комплексные распредустро йства на подстанции: КРУ, КРУН	4		Уч.пособие по курсу Эл.вар., плакаты	То же	2	Блиц опрос, защита к.р.
13	4	Комплексные распредустро йства на подстанции: КТПБ.			Уч.пособие по курсу Эл.вар., плакаты	То же		
14	4	Компановка ОРУ на эл станции	4		Уч.пособие по курсу Эл.вар., плакаты	То же	2	Блиц опрос, защита к.р.
15	4	Компановка ОРУ на эл станции			Уч.пособие по курсу Эл.вар., плакаты	То же		
16	5	Компановка ОРУ на эл станции	5		Уч.пособие по курсу Эл.вар., плакаты	То же	2	Блиц опрос, защита к.р.

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.

Режимы работы нейтралей в электроустановках.

Нейтралями электроустановок называют общие точки трехфазных обмоток генераторов или трансформаторов, соединенных в звезду.

В зависимости от режима нейтрали электрические сети разделяют на четыре группы: 1) сети с незаземленными (изолированными) нейтралями; 2) сети с резонансно-заземленными (компенсированными) нейтралями; 3) сети с эффективно-заземленными нейтралями; 4) сети с глухозаземленными нейтралями.

Согласно требованиям Правил устройства электроустановок (ПУЭ, гл. 1.2:

1.Сети с номинальным напряжением до 1 кВ, питающиеся от понижающих трансформаторов, присоединенных к сетям с $U_{НОМ} > 1$ кВ, выполняются с **глухим заземлением нейтрали.**

2.Сети с $U_{НОМ}$ до 1 кВ, питающиеся от автономного источника или разделительного трансформатора (по условию обеспечения максимальной электробезопасности при замыканиях на землю), выполняются с **незаземленной нейтралью.**

3.Сети с $U_{НОМ} = 110$ кВ и выше выполняются с **эффективным заземлением нейтрали** (нейтраль заземляется непосредственно или через небольшое сопротивление).

4. Сети 3 — 35 кВ, выполненные кабелями, при любых токах замыкания на землю выполняются с заземлением нейтрали через резистор.

5. Сети 3—35 кВ, имеющие воздушные линии, при токе замыкания не более 30 А выполняются с заземлением нейтрали через резистор.

6. Компенсация емкостного тока на землю необходима при значениях этого тока в нормальных условиях:

в сетях 3 — 20 кВ с железобетонными и металлическими опорами ВЛ и во всех сетях 35 кВ — более 10 А;

в сетях, не имеющих железобетонных или металлических опор ВЛ: при напряжении 3 — 6 кВ — более 30 А; при 10 кВ — более 20 А; при 15 — 20 кВ — более 15 А;

в схемах 6 — 20 кВ блоков генератор — трансформатор — более 5А [1.2, 1.7].

При токах замыкания на землю более 50 А рекомендуется установка не менее двух заземляющих дугогасящих реакторов.

1.5.1. Сети с незаземленной нейтралью

В нормальном режиме в каждой фазе протекает небольшой емкостный ток, обусловленный равномерно распределенной емкостью фаз С

$$I_{CO} = \omega CU$$

Сумма токов I_{CO} трех фаз равна нулю, т.е. никакого тока в земле не протекает.

В случае замыкания на землю одной фазы, например С, емкость этой фазы шунтируется, при этом напряжение в поврежденной фазе уменьшается до нуля, а в неповрежденных возрастает до линейного, т.е. увеличивается в $\sqrt{3}$ раз (рис. 1.6). Определим геометрическую сумму векторов U_0 и n_0 ; n_A и U_0 :

$$U'_B = U_B + U_0; U'_A = U_A + U_0, \text{ т.е. } U'_B = \sqrt{3}U_B, U'_A = \sqrt{3}U_A,$$

где U_0 — напряжение нулевой последовательности.

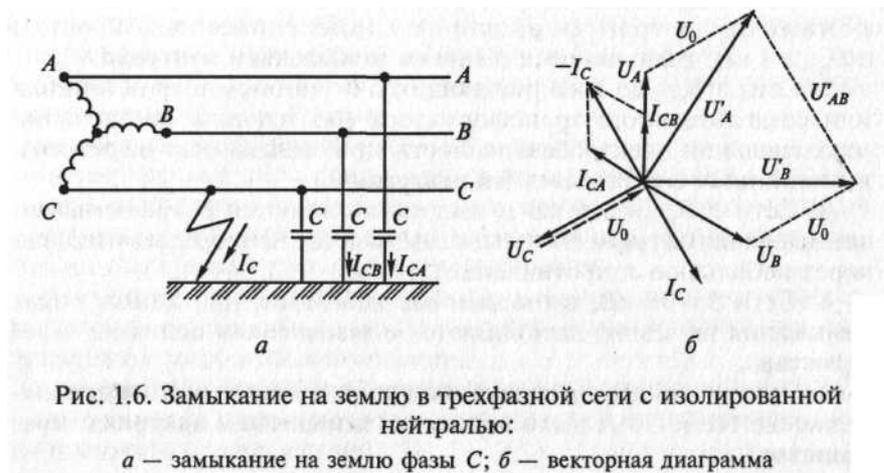


Рис. 1.6. Замыкание на землю в трехфазной сети с изолированной нейтралью:

а — замыкание на землю фазы С; б — векторная диаграмма

Емкостный ток в неповрежденных фазах

$$I_{CA} = \sqrt{3}I_{CO}; I_{CB} = \sqrt{3}I_{CO}$$

Ток однофазного замыкания на землю

$$I_C = -(I_{CA} + I_{CB}).$$

Токи I_{CA} и I_{CB} сдвинуты друг относительно друга на 60° , поэтому

$$I_C = \sqrt{3} I_{CA} = \sqrt{3} I_{CB} = \sqrt{3}\sqrt{3} I_{CO}$$

Из формулы видно, что емкостный ток в режиме замыкания на землю в 3 раза больше емкостного тока в нормальном режиме.

Удельная емкость C_0 зависит от конструктивного выполнения сети (воздушные и кабельные линии). Если принять усредненные значения C_0 , то I_C будет зависеть от напряжения и длины линии:

для воздушных линий

$$I_C = UI/350$$

для кабельных линий

$$I_C = UI/10$$

где I_C — ток, А; U — междуфазное напряжение, кВ; l — длина электрически связанной сети, км.

Как видно из векторной диаграммы (см. рис. 1.6), в режиме замыкания фазы на землю линейные напряжения $U_{CA} = U_A$, $U_{AB} = U_{BC} = U_B$ не изменились, следовательно, потребитель в этом режиме может работать. Однако напряжение фаз A и B относительно земли увеличилось в $\sqrt{3}$ раз, это может привести к пробое изоляции на другой линии, и тогда возникнет двухфазное КЗ через землю, что приведет к аварийному отключению этих двух линий. Согласно ПТЭ разрешается работать с замыканием на землю в сети с изолированной нейтралью не более 2 ч. В течение этого времени персонал должен обнаружить место замыкания и устранить повреждение. Для предупреждения персонала о возникновении замыкания на землю применяют контроль изоляции с помощью измерения трехфазных напряжений. На поврежденной фазе $U_\phi = 0$, а на двух других приближается к линейному $\sqrt{3}U_\phi$. Кроме того, устанавливается релейное устройство звуковой сигнализации.

В сетях, работающих с изолированной нейтралью, возможно замыкание на землю через возникшую дугу, которая попеременно загорается и гаснет, что вызывает резонансные явления и повышение напряжения до $(2,5 — 3) U_\phi$. При ослабленной изоляции

это может привести к пробое изоляции и междуфазному КЗ. Вероятность возникновения перемежающейся дуги тем больше, чем больше емкостный ток в рассматриваемой сети. Возникает необходимость уменьшить, компенсировать емкостный ток путем установки индуктивного сопротивления — дугогасящего реактора в нейтраль.

Сети с компенсированными (резонансно-заземленными) нейтралью

Для компенсации емкостного тока на землю I_C в нейтраль генераторов или трансформаторов включают дугогасящие реакторы (ДГР), индуктивное сопротивление которых соответствует емкостному сопротивлению сети: $\omega L = 1/3\omega C$. При замыкании фазы на землю в месте повреждения протекают

токи I_L и I_C , сдвинутые на 180° друг относительно друга (рис. 1.7), следовательно, результирующий ток ($I_L - I_C$) будет недостаточен для поддержания дуги, и она не возникнет. Изоляция не будет подвергаться опасным перенапряжениям, приводящим к КЗ и отключению линий.

Настроить ДГР можно в резонанс (когда $I_L = I_C$), в режим недокомпенсации (когда $I_L < I_C$) и в режим перекомпенсации (когда $I_L > I_C$). Желательна настройка в резонанс.

В процессе эксплуатации сети часть линий может быть отключена, тогда емкость сети уменьшается, и первоначальная настройка ДГР нарушается. Чтобы сохранить настройку, необходимо регулировать индуктивное сопротивление ДГР.

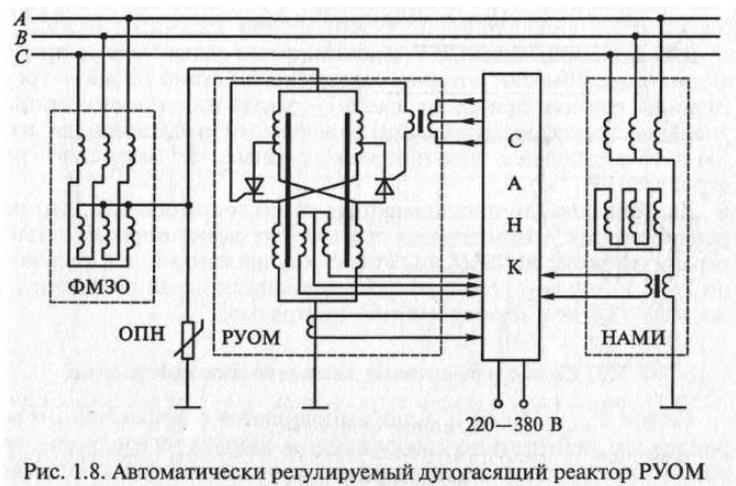
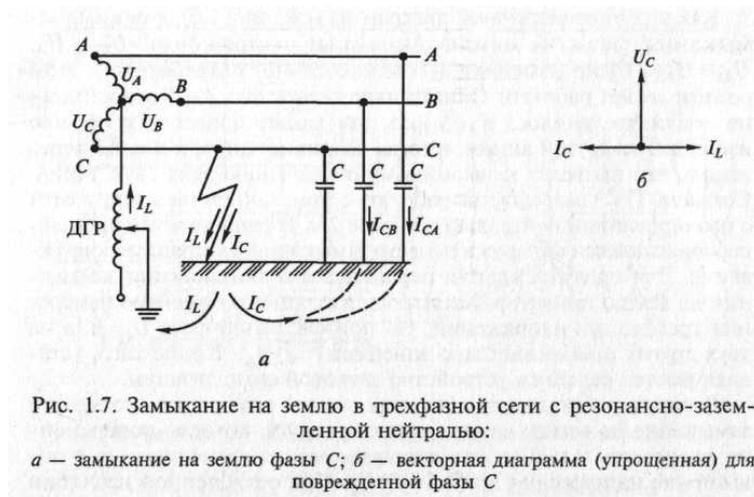
Конструктивно ДГР напоминает трансформатор: в бак, заполненный маслом, помещается магнитная система с обмоткой. Регулирование индуктивного сопротивления осуществляется:

изменением числа витков обмотки, тип РЗДСОМ — реактор заземляющий, дугогасящий, со ступенчатым регулированием, однофазный, масляный (после отключения от сети);

изменением магнитного сопротивления путем изменения величины воздушных зазоров в магнитопроводе (реактор плунжерного типа);

применением подмагничивания магнитопровода постоянным током, тип РЗДПОМ — реактор заземляющий, дугогасящий, с плавным регулированием, однофазный, масляный.

Опыты, проведенные с реактором РЗДПОМ [1.2], показали, что при замыканиях на землю в сети возникают резонансные явления, которые создают скачки напряжения, опасные для изоляции. Более совершенная конструкция и схема регулирования у реактора РУОМ, разработанного ОАО «Раменский электромеханический завод «Энергия»». Управление реактором осуществляется системой автоматической настройки САНК (рис. 1.8), которая определяет ожидаемую величину емкостного тока замыкания на землю и вырабатывает командный сигнал, поступающий в полупроводниковый преобразователь РУОМ. Процесс настройки полностью автоматический, и при возникновении замыканий на землю реактор переключается в режим компенсации без участия эксплуатирующего персонала.



В нормальных режимах сети реактор РУОМ ненасыщен, что исключает возможность резонансных перенапряжений в нейтрали.

Реактор подключается к сети через фильтр присоединения ФМЗО, к нейтрали которого присоединен ограничитель перенапряжений ОПН.

Реакторы РУОМ выпускаются мощностью 190, 300, 480, 840 кВ • А на номинальное напряжение $11 \sqrt{3}$; $6,6/\sqrt{3}$, ток в режиме двухчасовой компенсации от 30 до 220 А.

Выбор дугогасящих реакторов производится в следующем порядке:

1) определяют суммарную мощность реакторов из условия полной компенсации:

$$Q = n I_C U_\phi \quad (1.16)$$

где n — коэффициент, учитывающий развитие сети; можно принять $n = 1,25$; I_C — полный ток замыкания на землю, А; U_ϕ — фазное напряжение сети, кВ;

2) определяют число реакторов. Если $I_C > 50$ А, то для надежности применяют не менее двух реакторов;

3) выбирают место подключения реакторов. Рекомендуется

устанавливать реакторы на узловых подстанциях. В сетях генераторного напряжения ДГР устанавливают, как правило, на станциях;

4) выбирают мощности трансформаторов для подсоединения ДГР.

Номинальная мощность трансформатора должна быть не менее расчетной мощности реактора $S_T > Q_{ДГР}$. Если используется трансформатор собственных нужд станции или подстанции, то надо учесть максимальную мощность нагрузки S_{max} и допустимость перегрузки трансформатора на время работы сети с заземленной фазой:

$$Q_{ДГР} = \sqrt{((K_{III} S_{НОМ})^2 - S_{max}^2)}$$

Для присоединения ДГР рекомендуется использовать трансформаторы, обмотки которых соединены по схеме звезда — треугольник, так как при схеме звезда — звезда индуктивное сопротивление трансформаторов при однофазных замыканиях на землю в 10 раз больше, чем при междуфазных, что затрудняет настройку ДГР.

Достоинство компенсированных сетей состоит в том, что перенапряжения, возникающие при дуговых замыканиях на землю, ограничиваются до $2,6 U_{\phi}$ (в сетях с изолированной нейтралью — до $3,2 U_{\phi}$). Работа в режиме заземленной фазы ограничивается так же, как в сетях с изолированной нейтралью.

Сети с эффективно заземленными нейтралью

Сети с $U_{НОМ} = 110$ кВ и выше выполняются с эффективным заземлением нейтрали по соображениям стоимости изоляции, так как в таких сетях при замыкании на землю одной фазы напряжение на двух других не превышает 0,8 междуфазного напряжения. Это означает, что изоляцию рассчитывают на это напряжение, а не на полное междуфазное напряжение в случае изолированной или компенсированной нейтрали.

Недостатком режима заземленной нейтрали является то, что замыкание фазы на землю является коротким замыканием и требует немедленного отключения.

Значительная часть однофазных замыканий в сетях 110 кВ и выше при снятии напряжения самоустраняется, поэтому автоматическое повторное включение (АПВ) восстанавливает питание потребителей.

Для уменьшения величины тока однофазного КЗ применяют частичное разземление нейтралей. Например, из двух установленных на подстанции трансформаторов нейтраль заземляется только у одного.

Еще одним недостатком режима является усложнение конструкции заземляющего устройства, которое должно быть рассчитано на большой ток КЗ.

Сети с глухозаземленными нейтралью

В установках до 1 кВ для одновременного питания трехфазных и однофазных нагрузок применяются четырехпроводные сети с глухим заземлением нейтрали. В таких сетях применяют нулевой проводник,

связанный с нейтралью трансформатора (рис. 1.9), который служит также для защитного зануления, т.е. для присоединения всех металлических частей электроустановки, нормально не находящихся под напряжением. При пробое изоляции на корпус возникает однофазное КЗ, приводящее к отключению соответствующего автоматического выключателя. Нулевой проводник изолируется, как и фазные проводники, сечение его не менее 0,5 фазного, от его целостности зависит надежность и безопасность работы электроустановки. Нулевой проводник повторно заземляется в местах разветвления и на длинных участках (более 200 м).

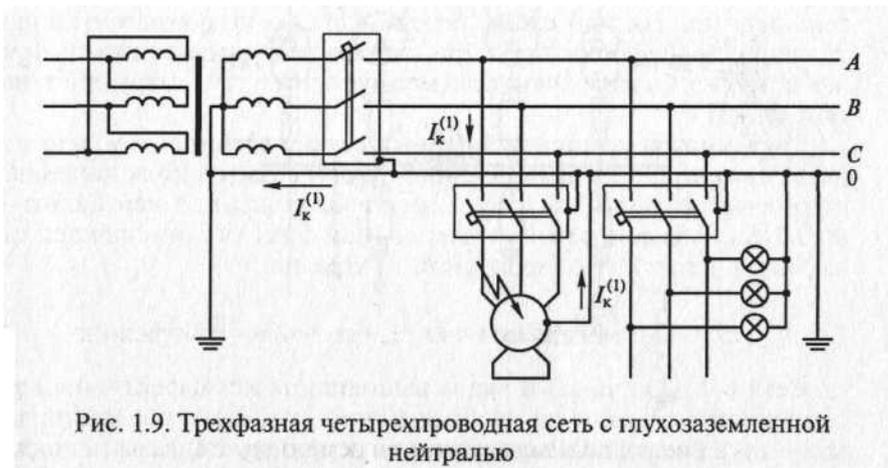


Рис. 1.9. Трехфазная четырехпроводная сеть с глухозаземленной нейтралью

Пример 1.1. Выбрать дугогасящий реактор для компенсации емкостного тока сети 10 кВ, присоединенной к шинам подстанции (рис. 1.10). Емкостный ток кабельной сети, присоединенной к секции $K1$, равен 19 А, к секции $K2$ — 18 А. Нормально секционный выключатель QK отключен. К секциям $K1$, $K2$ присоединены трансформаторы собственных нужд ТМ-160.

Решение. Согласно требованиям ПУЭ компенсация емкостного тока необходима при $I_C > 20$ А, такой режим возникает при включении секционного выключателя QK (например, при выводе в ремонт Т1 или Т2):

$$I_{C\Sigma} = I_{C1} + I_{C2} = 19 + 18 = 37 \text{ А.}$$

Мощность реактора по формуле (1.16)

$$Q = n I_c U_\phi = 1,25 \cdot 37 \cdot 10 / \sqrt{3} = 267,34 \text{ кВА.}$$

Выбираем по справочнику [1.3] реактор РУОМ-300/10, $Q_{НОМ.Р} = 300$ кВА.

Такой реактор нельзя присоединить к нейтрали трансформатора собственных нужд мощностью 160 кВА, так как $S_T < Q_{НОМ.Р}$

Выбираем для присоединения реактора специальный трансформатор ТМ-400/10 ($S_T = 400 \text{ кВА} > Q_{НОМ.Р} = 300 \text{ кВА}$).

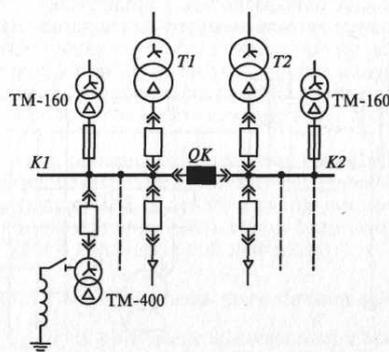


Рис. 1.10. Схема подстанции (к примеру 1.1)

Лекция 2. ОСНОВНОЕ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

Синхронные генераторы

На современных электростанциях применяют синхронные генераторы трехфазного переменного тока. Первичными двигателями для них являются паровые турбины или гидротурбины. В первом случае это турбогенератор, а во втором — гидрогенератор.

Паровые турбины, являющиеся первичными двигателями, наиболее экономичны при высоких скоростях, но здесь конструкторов ограничивает строгая связь для синхронных генераторов: $n = 60f / p$, где f — частота сети, p — число пар полюсов генератора. При принятой стандартной частоте 50 Гц и наименьшем возможном числе пар полюсов $p = 1$ наибольшее число оборотов определяется так:

$$n = (60 \cdot 50) / 1 = 3000 \text{ об/мин.}$$

Большинство турбогенераторов быстроходные, т.е. имеют максимальное число оборотов 3000. Если бы наши электроустановки были рассчитаны на частоту 60 Гц, то номинальное число оборотов соответственно увеличилось бы до 3600.

Генераторы небольших мощностей, соединенные с дизелями и другими поршневыми машинами, изготавливаются на 750 — 1500 об/мин. Большие скорости вращения ротора отражаются на его конструкции — это цилиндрическая, цельнокованая поковка из специальной легированной стали. Вдоль поверхности ротора фрезеруют радиальные пазы, в которые укладывается обмотка возбуждения. Пазы закрываются клиньями, а в лобовой части обмотка укрепляется бандажными кольцами. Ротор турбогенератора гладкий, неявнополюсный, диаметром 1,1 — 1,2 м, длиной 6 — 6,5 м. Сердечник статора шихтуется из листов электротехнической стали в пакеты, между которыми образуются вентиляционные каналы. В пазы статора укладывается обмотка, закрепляемая деревянными или

текстолитовыми клиньями, а лобовые части тщательно прикрепляются к конструктивным частям статора. Корпус статора изготавливается сварным и с торцов закрывается щитами с герметическими уплотнениями.

Для АЭС ввиду низких параметров пара целесообразно применять четырехполюсные генераторы с частотой вращения 1500 об/мин.

Гидрогенераторы большой и средней мощности выполняются с вертикальным валом, в верхней части которого располагается генератор, а в нижней — гидротурбина. Мощность гидротурбины и ее скорость определяются величиной напора и расхода воды. Гидрогенераторы при больших мощностях изготавливаются на 60—125 об/мин, при средних и малых — на 125 — 750 об/мин, т.е. они являются тихоходными машинами.

Вертикальные гидрогенераторы подвешенного типа (рис. 2.1) имеют один подпятник 15, 16, 17, расположенный в верхней крестовине, к которой «подвешен» ротор генератора 7, 8 и колесо турбины. Нижний 12 и верхний 13 направляющие подшипники обеспечивают вертикальное положение вала.

В гидрогенераторах зонтичного типа подпятник находится под ротором, в нижней крестовине, что позволяет снизить высоту всего агрегата, а следовательно, и здания ГЭС. Такое исполнение применяется для мощных агрегатов.

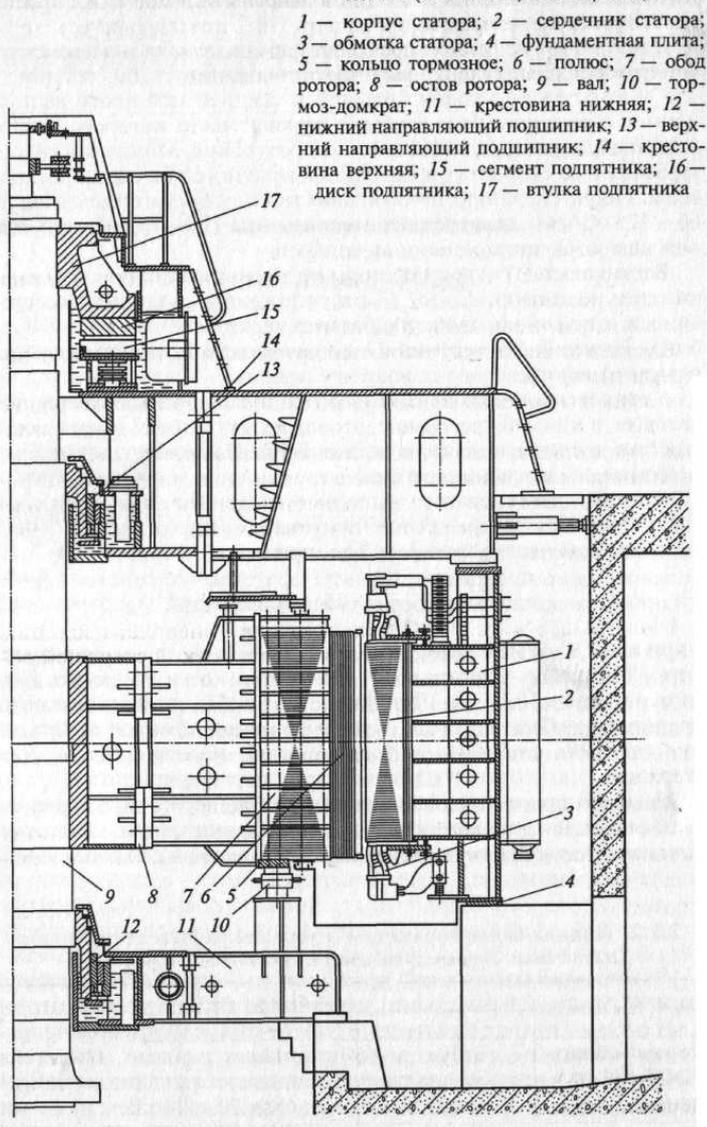
Статор гидрогенератора выполняется принципиально так же, как у турбогенератора. Ротор тихоходных гидроагрегатов имеет большое количество полюсов. Так, при числе оборотов 200

$$p = 60f / n = (60 \cdot 50) / 200 = 15 \text{ пар полюсов,}$$

а при $n=68,2$ об/мин $p=44$ пары, т. е. на ободу ротора надо разместить 88 полюсов. Это приводит к необходимости увеличить диаметр ротора до 16—22 м. Полюсы ротора с обмоткой возбуждения крепятся на ободу ротора 7. Кроме основной обмотки возбуждения, полюсы снабжены успокоительной обмоткой из медных стержней, уложенных в пазах полюса у периферии.

Находят применение капсульные гидрогенераторы с горизонтальным валом, заключенные в водонепроницаемую оболочку, которая обтекается потоком воды, приводящим в движение колесо гидротурбины.

Рис. 2.1. Гидрогенератор подвешного исполнения (353 МВ·А, 200 об/мин):



Номинальный (нормальный) режим работы — это длительно допустимый режим с параметрами, указанными в паспорте генератора.

Номинальное напряжение — это междуфазное напряжение обмотки статора в номинальном режиме. Согласно ГОСТ 533—85 установлена следующая шкала стандартных напряжений: 3,15; 6,3; 10,5; (13,8); (15,75); (18); 20 и 24 кВ.

Допускается работа генератора с номинальной мощностью при отклонении напряжения $\pm 5\%$. Длительно допустимое в эксплуатации напряжение не должно превышать 110% номинального, но при этом ток ротора не должен превышать номинального значения.

Номинальная активная мощность генератора, МВт,

$$P_{НОМ} = \sqrt{3} U_{НОМ} I_{НОМ} \cos \varphi,$$

полная мощность, МВА,

$$S_{НОМ} = \sqrt{3} U_{НОМ} I_{НОМ},$$

Где $I_{НОМ}$, $U_{НОМ}$ - номинальные напряжение и ток; $\cos\varphi$ — номинальный коэффициент мощности.

Согласно ГОСТ 533—85Е принята шкала номинальных мощностей турбогенераторов: 2,5; 4; 6; 12; 32; 63; 110; 160; 220; 320; 500; 800; 1000; 1200; 1600; 2000 МВт.

Шкала номинальных мощностей крупных гидрогенераторов нестандартизована.

Номинальный $\cos\varphi$ принят равным: 0,8 — для генераторов до 100 МВт; 0,85 — для турбогенераторов до 500 МВт и гидрогенераторов до 300 МВт; 0,9 — для более мощных генераторов.

Номинальной мощности генератора соответствует определенная температура охлаждающего воздуха, водорода или воды и длительно допустимая температура нагрева обмоток статора и ротора, а также активной стали магнитопровода.

Допустимый нагрев частей генератора зависит от теплостойкости применяемых изоляционных материалов (табл. 1).

В настоящее время ОАО «Электросила» внедряет изоляцию «Монолит-2» для обмоток статора с изолировкой стержней обмотки сухими стеклослюдонитовыми лентами с последующей вакуумно-нагнетательной пропиткой и запечкой обмотки, уложенной в пазы статора. Такая изоляция позволяет увеличить единичную мощность турбогенераторов и их технические характеристики.

Изолирующие материалы в процессе эксплуатации подвергаются старению и теряют свои изолирующие свойства, поэтому систематические перегрузки генераторов недопустимы. Однако в аварийных условиях допускается кратковременная перегрузка по току статора и ротора [1.13], приведенная в табл. 2 и 3.

Таблица 1 Допустимые температуры нагрева турбогенераторов, «С

Часть генератора	Класс изоляции		
	В	F	Н
Обмотка статора и активная сталь	105	120	140
Обмотка ротора	130	135	160

Таблица 2 Допустимая кратность перегрузки генераторов и синхронных компенсаторов по току статора

Системы охлаждения генераторов

Продолжительность перегрузки, мин, не более	Косвенное охлаждение обмотки статора	Непосредственное охлаждение обмотки статора	
		водой	водородом
60	1,1	1,1	-
15	1,15	1,15	-
6	1,2	1,2	1,15
4	1,3	1,3	1,2
3	1,4	1,35	1,25
2	1,5	1,4	1,3
1	2,0	1,5	1,5

Таблица 3 Допустимая кратность перегрузки турбогенераторов по току ротора

Продолжительность перегрузки, мин, не более	Турбогенераторы	
	ТВФ, кроме ТВФ-120	ТГВ, ТВВ (до 500 МВт), ТВФ-120
60	1,06	1,06
4	1,2	1,2
1	1,7	1,5
0,5	2,0	-
0,33	-	2,0

При работе генератора происходят потери энергии, превращающиеся в теплоту, которая нагревает обмотки, сталь статора и ротора. Для удаления этой теплоты необходима система искусственного охлаждения.

Охлаждение можно производить воздухом, водородом, водой, маслом (рис. 2.2). Отвод теплоты может осуществляться непосредственно от проводников обмотки по каналам, расположенным внутри пазов, или косвенно от поверхности ротора и статора. Эти системы охлаждения имеют условное буквенное обозначение, применяемое в паспортных данных генераторов. Например: КВР — косвенное охлаждение водородом; НВ — непосредственное охлаждение водой.

Рассмотрим основные особенности систем охлаждения генераторов.

Воздушное охлаждение косвенное ротора и статора применяется в турбогенераторах мощностью до 25 МВт и в гидрогенераторах до 250 МВт. Проточная система охлаждения применяется для генераторов небольшой мощности (до 2 — 4 МВА). В этой системе воздух забирается из помещения и с помощью вентиляторов, насаженных на вал генератора, прогоняется через зазор

между статором и ротором по вентиляционным каналам. При этом изоляция обмоток быстро загрязняется и срок службы генератора уменьшается. Замкнутая система охлаждения предусматривает циркуляцию одного и того же объема воздуха по замкнутому контуру: из камеры холодного воздуха с помощью вентиляторов на валу генератора воздух нагнетается в машину, охлаждает поверхность статора и ротора, попадает в камеру горячего воздуха, проходит через воздухоохладитель и вновь поступает в генератор. Для восполнения потерь воздуха за счет утечек предусматривается забор воздуха через масляные фильтры. Совершенствование системы воздушного охлаждения, применение многоструйного охлаждения позволили создать серию турбогенераторов ТФ мощностью от 3 до 180 МВт. В этой серии применена терморреактивная изоляция класса F в обмотках статора и ротора, предусматривается наддув воздуха в полость генератора для создания повышенного давления, что препятствует проникновению внешней пыли. В этих турбогенераторах предусматривается непосредственное охлаждение обмоток ротора воздухом, проходящим в каналах обмотки внутри паза. (В обозначении типа турбогенератора буква Ф обозначает «форсированное» охлаждение.) Эта серия выпускается с 1991 г. ОАО «Электросила» в основном для замены устаревших, выработавших свой срок генераторов ТВФ-63-2, ТВ-60-2 и др. с установкой на тех же фундаментах [2.7].

Турбогенераторы серии ТЗФ имеют улучшенные характеристики по сравнению с ТФ, так как в них разделены потоки воздуха, охлаждающего статор и ротор, применена трехконтурная система, поэтому исключено взаимное отрицательное действие потоков, что позволило снизить нагрев обмоток и конструктивных частей генератора. Охлаждающий воздух циркулирует под действием двух центробежных вентиляторов, установленных на валу ротора, и охлаждается в водовоздушных охладителях. Турбогенераторы этой серии применяются на паротурбинных, газотурбинных и парогазотурбинных установках.



Гидрогенераторы имеют значительно большую поверхность охлаждения, чем турбогенераторы, так как диаметр ротора у них в несколько раз больше. Это позволяет применять воздушное охлаждение для мощных гидрогенераторов.

На рис. 2.3 показан разрез по гидрогенератору мощностью 225 МВт, имеющему радиальную систему воздушной вентиляции. Воздух поступает сверху и снизу и под действием избыточного давления, созданного вращающимся ротором, проходит через каналы в ободке ротора, промежутки между полюсами, воздушный зазор, каналы магнитопровода статора, выходит в корпус статора и через отверстия в корпусе — в охладители. Пройдя охладители, воздух по каналам в фундаменте и между лапами верхней крестовины вновь поступает в генератор.

Водородное охлаждение косвенное турбогенераторов устроено по такой же схеме, как и воздушное. На рис. 2.4 показана схема многоструйного водородного охлаждения. Преимуществами применения водорода являются: в 7 раз большая теплопроводность, в 14 раз меньшая плотность, в 1,44 раза больший коэффициент теплоотдачи с поверхности. Более эффективное охлаждение позволяет при тех же размерах увеличить мощность турбогенераторов на 15 — 20 %, а синхронных компенсаторов — на 30%.

Благодаря меньшей плотности водорода уменьшаются вентиляционные потери, в результате чего возрастает КПД на 0,8— 1 %. Изоляция в среде водорода не окисляется, поэтому повышается срок службы изоляции обмоток.

Однако применение водорода для охлаждения связано с опасностью взрыва смеси водорода с воздухом (от 4,1 до 74% H₂).

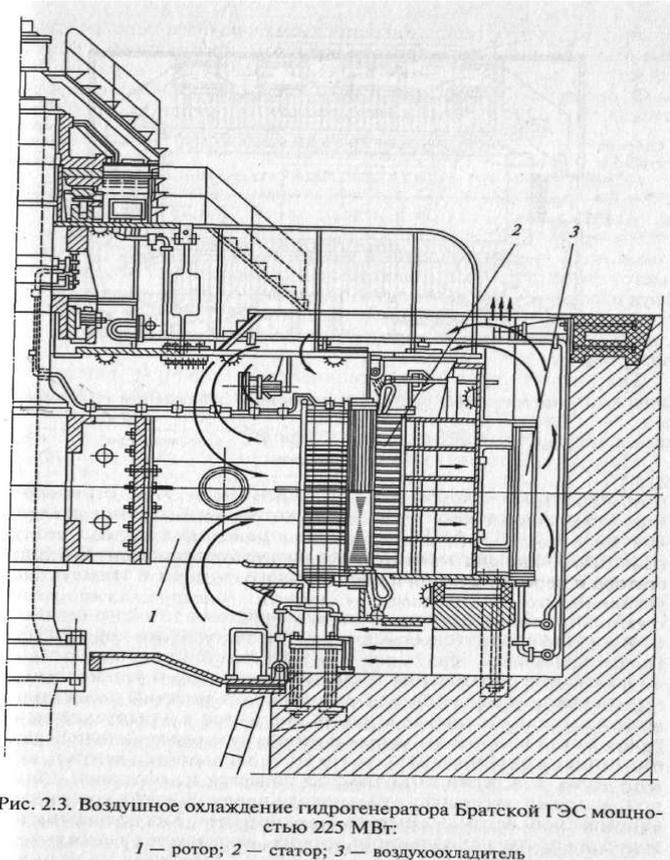
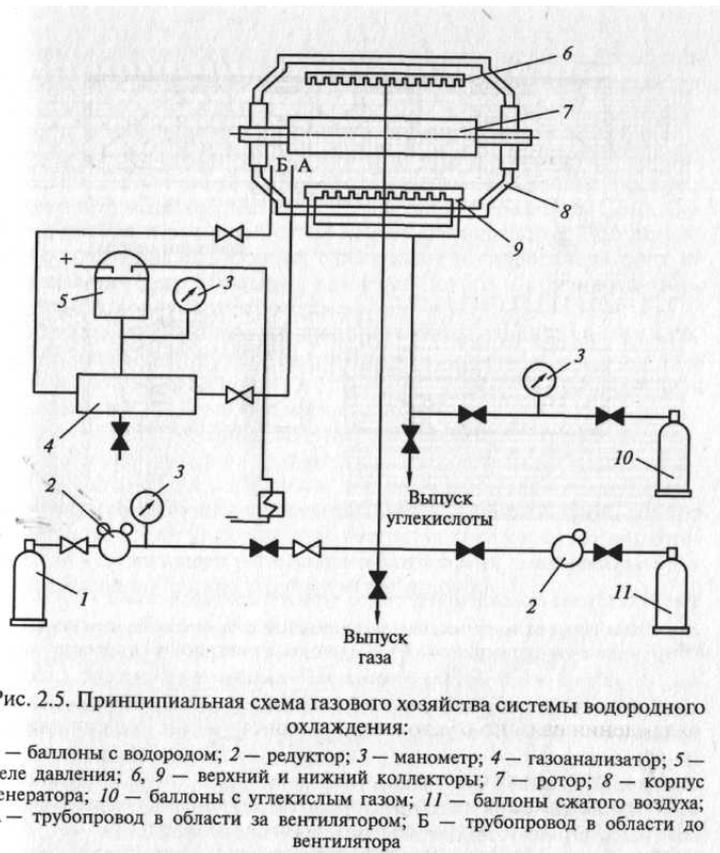


Рис. 2.3. Воздушное охлаждение гидрогенератора Братской ГЭС мощностью 225 МВт:
1 — ротор; 2 — статор; 3 — воздухоохладитель

Машины с водородным охлаждением должны иметь газоплотный корпус, масляные уплотнения вала, уплотнения токопроводов к обмоткам ротора и статора, уплотнения крышек газоохладителей, лючков и съемных торцевых щитов. Суточная утечка водорода из корпуса должна быть не более 5% [1.13]. В процессе эксплуатации должны поддерживаться чистота водорода в корпусах генераторов с косвенным охлаждением — 97%, с непосредственным охлаждением — 98 % и некоторое избыточное давление водорода 0,3 — 0,6 МПа, чтобы не происходил подсос воздуха в корпус. Таким образом, использование достоинств водородного охлаждения связано с усложнением конструкции и эксплуатации генераторов.



На рис. 2.5 показана принципиальная схема газового хозяйства системы водородного охлаждения. При заполнении корпуса генератора водородом воздух сначала вытесняется углекислым газом во избежание образования гремучей смеси. Затем углекислый газ под давлением подается из баллонов 10 в нижний коллектор 9, воздух вытесняется через верхний коллектор 6 и выпускается наружу. Когда весь объем корпуса генератора будет заполнен углекислотой с концентрацией около 90%, закрывается вентиль «Выпуск газа» и в верхний коллектор подается из баллонов 1 водород, который вытесняет углекислоту через нижний коллектор и открываемый вентиль «Выпуск углекислоты». Как только чистота водорода достигнет заданного уровня, закрывается вентиль «Выпуск углекислоты», и давление водорода доводится до нормального. При останове генератора для ревизии или ремонта сначала из корпуса вытесняется водород с помощью углекислоты, которая затем вытесняется воздухом. Во время работы осуществляется автоматический контроль чистоты водорода газоанализатором 4; давление в корпусе до вентилятора А и за вентилятором Б — манометром 3 и реле давления 5. Постоянно контролируется давление масла в уплотнениях подшипников.

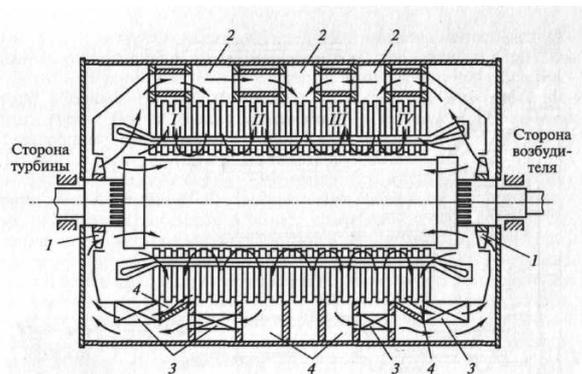


Рис. 2.4. Многоструйная система водородного охлаждения турбогенератора:
1 — вентилятор; 2 — камера холодного газа; 3 — газоохладители; 4 — камера горячего газа

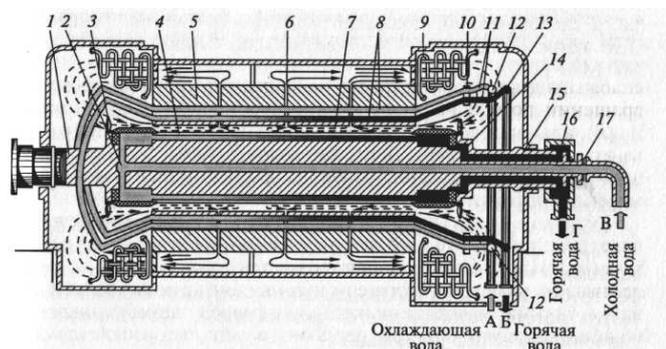


Рис. 2.7. Схема охлаждения турбогенератора ТГВ-500:
1 — ротор; 2 — полости, высверленные в бочке ротора; 3 — вентилятор; 4 — охлаждающие каналы вдоль пазов ротора; 5 — магнитопровод статора; 6 — радиальные каналы магнитопровода; 7 — зазор между ротором и статором; 8 — пустотелые стержни в обмотке статора; 9 — водогазовые охладители; 10 — головки стержней; 11 — изолирующие шланги; 12 — напорный коллектор холодной воды; 13 — сливной коллектор; 14, 15 — сливные каналы; 16 — радиальные отверстия вала ротора; 17 — скользящее уплотняющее соединение в торце вала

Непосредственное водородное охлаждение турбогенераторов применяется для машин мощностью 60 МВт и более. В генераторах серии ТВФ статор имеет косвенное водородное охлаждение, а ротор — непосредственное водородное, когда водород подается внутрь полых проводников со стороны торцевой части ротора (разрез В—В рис. 2.6). Проводники обмотки ротора в паровой части сплошные, прямоугольного сечения, на боковых частях которых фрезеруются косые каналы, идущие диагонально поверхности ротора к дну паза и обратно. Схема выполнена многоходовой, и охлаждением охвачены все проводники. Пазовые клинья снабжены дефлекторами такого профиля, благодаря которому при вращении ротора на входе водорода создается напор (сечение А—А), а на выходе — разрежение (В—В), это обеспечивает самовентиляцию водородом. Давление водорода в корпусе составляет 0,2 — 0,4 МПа, циркуляция водорода обеспечивается вентиляторами, насаженными на вал машины с обеих сторон.

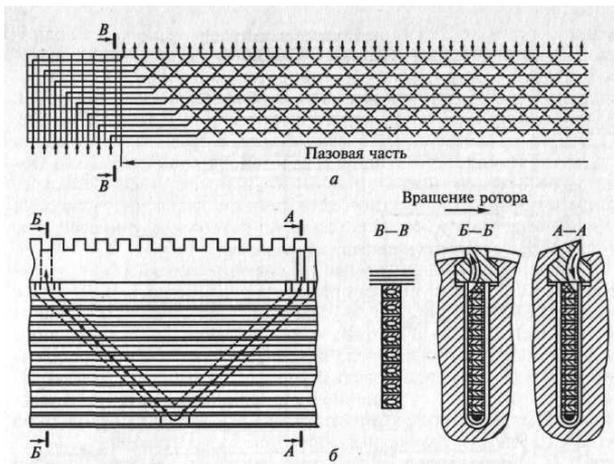


Рис. 2.6. Схема охлаждения роторов турбогенераторов серий ТВФ и ТВВ:
a — общая схема охлаждения; *б* — элементарный путь охлаждающего газа; А—А,
 Б—Б — разрезы пазов ротора; В—В — разрез по пазу ротора в торцевой части

Турбогенераторы ТГВ-300 имеют непосредственное водородное охлаждение обмоток статора и ротора. Циркуляция водорода создается компрессором, установленным на валу генератора со стороны контактных колец. Стержень обмотки статора состоит из двух рядов элементарных проводников прямоугольного сечения, между которыми уложены стальные трубки, в которых циркулирует водород. Обмотки ротора имеют также непосредственное охлаждение проводников. Газоохладители встраиваются в корпус со стороны турбины или выносятся в специальную камеру в нижней части.

Непосредственное охлаждение водой обмоток статора турбогенераторов позволяет увеличить единичную мощность при тех же габаритах, так как теплоотводящая способность воды в 12,5 раз больше, чем у водорода. Дистиллированная вода, применяемая для охлаждения, подается в полые медные проводники, заложенные в пазы статора с помощью гибких фторопластовых шлангов. Охлаждение обмоток ротора и активной стали проводится водородом так же, как у турбогенераторов серии ТГВ. Водородно-водяное охлаждение имеют турбогенераторы ТВВ-500, ТВВ-800, ТВВ-1000 и ТВВ-1200. Водяное охлаждение обмотки статора применяется в мощных гидрогенераторах типа СВФ. Обмотка ротора и активная сталь имеют непосредственное охлаждение воздухом. Водородное охлаждение в гидрогенераторах не применяется ввиду больших размеров ротора и трудностей герметизации корпуса генератора.

С целью дальнейшего улучшения системы охлаждения и сокращения размеров турбогенераторов разработано водяное охлаждение статора и ротора (рис. 2.7). Охлаждающая вода подается в полые стержни статорной обмотки от напорного коллектора 12, а горячая вода отводится через сливной коллектор 13. В ротор холодная вода поступает по патрубку В через скользящее уплотняющее соединение в торце вала 17 и через центральное отверстие в бочке ротора попадает в каналы 4 проводников ротора и охлаждает проводники. Нагретая вода через сливные каналы 14, 15 попадает в радиальные отверстия вала ротора 16 и сливается во внешнюю

систему через патрубок Г.

Во внешней системе горячая вода попадает в охладители, а затем насосами подается к патрубкам А и В.

Магнитопровод и конструктивные части статора охлаждаются водородом по замкнутому циклу с водогазовыми охладителями 9, встроенными в корпус.

Генератор ТГВ-500 благодаря водяному охлаждению обмоток статора и ротора имеет массу и габариты несколько меньшие, чем ТГВ-300.

Наличие водорода в системе охлаждения не избавляет от основного недостатка — взрывоопасности, поэтому дальнейшее совершенствование систем охлаждения турбогенераторов привело к системе, которую условно называют «три воды». В этой системе обмотки статора, ротора, магнитопровод и конструктивные части охлаждаются водой.

Серия турбогенераторов ТЗВ с полным водяным охлаждением взрыво- и пожаробезопасна, так как не содержит масла и водорода. Внутренний объем генератора заполнен под небольшим избыточным давлением воздухом, циркулирующим через осушительную установку. Для охлаждения и смазки подшипника может применяться негорючее масло ОМТИ. Основной особенностью этой серии является «самонапорная» система охлаждения ротора, которая позволяет существенно снизить давление циркулирующей в роторе воды. Это исключает разгерметизацию ротора, а следовательно, повышает надежность работы. Генераторы ТЗВ изготавливаются ОАО «Электросила» мощностью от 63 до 800 МВт [2.7].

Обмотка статора этих генераторов (рис. 2.8) стержневая, двухслойная из полых и сплошных проводников. По полым проводникам протекает охлаждающий дистиллят. Для подвода и слива дистиллята имеются кольцевые коллекторы с обеих сторон статора, которые соединяются с полыми стержнями обмотки фторопластовыми трубками.

Обмотки ротора выполнены из медных полых проводов прямоугольной формы с круглым каналом внутри. В торце ротора закреплены напорное и сливное кольцо, к которым присоединены все трубки входных и выходных концов катушек. Охлаждение обмоток ротора осуществляется дистиллятом, поступающим под давлением в напорное кольцо.

В качестве возбудителя турбогенератора ТЗВ-800 используется синхронный трехфазный генератор ВТ-6000 с воздушным охлаждением закрытого исполнения.

Серия ТЗВ находит широкое применение для замены устаревших турбогенераторов, а также на вновь строящихся ТЭС.

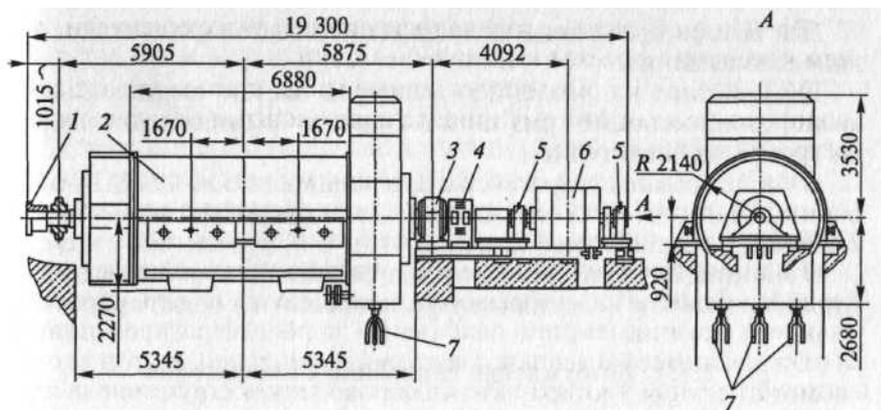


Рис. 2.8. Турбогенератор ТЗВ-800-2УЗ и возбудитель ВТ-6000-2УЗ:
 1 — муфта соединительная; 2 — корпус статора; 3 — подшипник генератора; 4 — контактные кольца ротора и щетки; 5 — подшипники возбудителя; 6 — возбудитель; 7 — выводы генератора

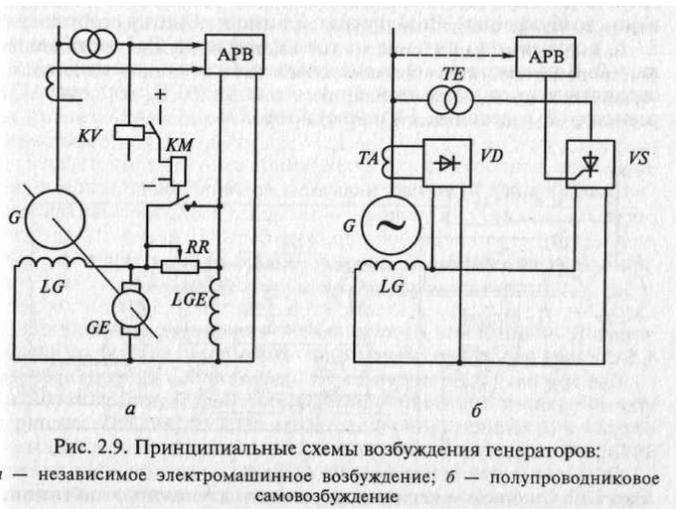
На базе серии турбогенераторов ТЗВ разработаны и выпускаются асинхронизированные турбогенераторы ТЗВА. На роторе такого генератора имеются две обмотки возбуждения, питаемые от отдельных каналов системы статического реверсивного тиристорного возбуждения и управляемые общим автоматическим регулятором возбуждения. Такие турбогенераторы позволяют компенсировать реактивную мощность в энергосистеме и предотвращать возможность повышения напряжения в сетях до уровней, допустимых для изоляции электрооборудования. Более высокая стоимость асинхронизированных турбогенераторов окупается отказом от установки шунтирующих реакторов, предназначенных для улучшения режима синхронных генераторов по реактивной мощности и нормализации напряжения в примыкающих к электростанциям электрических сетях.

Замена выработавших свой ресурс синхронных турбогенераторов новой серией асинхронизированных турбогенераторов весьма актуальна [2.8].

Непосредственное охлаждение обмотки статора маслом применено в турбогенераторе ТВМ. Охлаждение огнестойкой диэлектрической жидкостью позволяет применить для изоляции обмоток статора сравнительно дешевую бумажно-масляную изоляцию. Расходы на изоляцию обмоток генератора ТВМ-300 в 4 раза меньше, чем в генераторах ТВВ и ТГВ такой же мощности.

Бумажно-масляная изоляция статорной обмотки позволяет повысить напряжение до 35 — 110 кВ, т. е. включать генератор в сеть без повышающих трансформаторов. В этой системе охлаждения не только обмотка статора, но и магнитопровод охлаждаются маслом, поэтому статор отделяется от ротора изоляционным газонепроницаемым цилиндром, рассчитанным на высокое давление и расположенным в зазоре между ротором и статором.

Для ротора применено непосредственное водородное или водяное охлаждение.



Дальнейшим направлением развития систем охлаждения ТГ является применение криогенной системы — охлаждение обмотки ротора жидким гелием.

В Китае созданы гидрогенераторы мощностью до 400 МВт с испарительной системой охлаждения. Для охлаждения используется хладагент с температурой кипения 47,6 °С при давлении 1 кгс/см².

В Японии активно работают над созданием турбогенераторов с использованием явления сверхпроводимости в обмотках ротора.

2.1.4. Возбуждение синхронных генераторов

Обмотка ротора синхронного генератора питается постоянным током, который создает магнитный поток возбуждения. Обмотка ротора, источник постоянного тока, устройства регулирования и коммутации составляют систему *возбуждения генератора*.

Системы возбуждения должны:

обеспечивать надежное питание обмотки ротора в нормальных и аварийных режимах;

допускать регулирование напряжения возбуждения в достаточных пределах;

обеспечивать быстродействующее регулирование возбуждения с высокими кратностями форсирования в аварийных режимах;

осуществлять быстрое развозбуждение и в случае необходимости производить гашение поля в аварийных режимах.

Важнейшими характеристиками систем возбуждения являются: быстродействие, определяемое скоростью нарастания напряжения на обмотке ротора при форсировке $V=0,632(U_{\text{пот}}-U_{\text{ном}})/U_{\text{ном}}t_1$, и отношение потолочного напряжения к номинальному напряжению возбуждения $U_{f \text{ пот}}/U_{f \text{ ном}}=K_{\phi}$ — так называемая кратность форсировки.

Согласно ГОСТ турбогенераторы должны иметь $k_{\phi}>2$, а скорость нарастания возбуждения — не менее 2с⁻¹. Кратность форсирования для гидрогенераторов должна быть не менее 1,8 для коллекторных

возбудителей, соединенных с валом генератора, и не менее 2 для других систем возбуждения. Скорость нарастания напряжения возбуждения должна быть не менее $1,3 \text{ с}^{-1}$ для гидрогенераторов мощностью до 4 МВ-А включительно и не менее $1,5 \text{ с}^{-1}$ для гидрогенераторов больших мощностей [2.3].

Для мощных гидрогенераторов, работающих на дальние электропередачи, к системам возбуждения предъявляются более высокие требования: $\kappa_\phi = 3—4$, скорость нарастания возбуждения до $10 U_{f \text{ ном}}$ в секунду.

Обмотка ротора и системы возбуждения генераторов с косвенным охлаждением должны выдерживать двукратный по отношению к номинальному ток в течение 50 с. Для генераторов с непосредственным охлаждением обмоток ротора это время сокращается до 20 с, для генераторов мощностью 800—1000 МВт принято время 15 с, 1200 МВт — 10 с (ГОСТ 533—85Е).

В зависимости от источника питания системы возбуждения разделяются на системы независимого возбуждения и самовозбуждения.

В системе независимого возбуждения на одном валу с генератором находится возбудитель — генератор постоянного или переменного тока. В системе самовозбуждения питание обмотки возбуждения осуществляется от выводов генератора через специальные понижающие трансформаторы и выпрямительные устройства.

Для генераторов мощностью до 100 МВт в качестве возбудителя применяется генератор постоянного тока *GE*, соединенный с валом генератора (рис. 2.9, а). Обмотка возбуждения возбудителя *LGE* питается от якоря возбудителя, ток в ней регулируется реостатом *RR* или автоматическим регулятором возбуждения *АРВ*. Ток, подаваемый в обмотку возбуждения несинхронного генератора *G*, определяется величиной напряжения на возбудителе. Недостатком такой системы возбуждения является невысокая надежность работы генератора постоянного тока *GE* из-за вибрации и тяжелых условий коммутации при высокой частоте вращения 3000 об/мин. Другим недостатком является невысокая скорость нарастания возбуждения, особенно у гидрогенераторов ($\kappa = 1 — 2 \text{ с}^{-1}$).

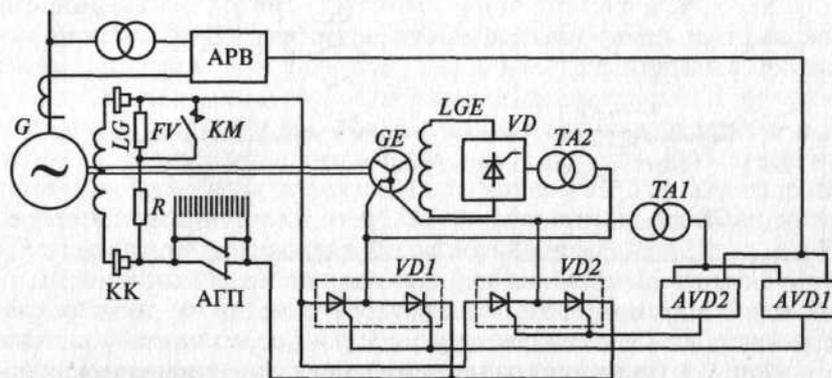


Рис. 2.10. Статическая тиристорная система независимого возбуждения

В системе самовозбуждения (рис. 2.9, б) обмотка возбуждения генератора EG получает питание от трансформатора TE , присоединенного к выводам генератора, через управляемые от АРВ вентили KS и от трансформаторов тока TA через неуправляемые вентили VD . Ток вентилей VD пропорционален току статора, поэтому они обеспечивают форсировку возбуждения и работу генератора при нагрузке. Управляемые вентили VS подают ток, пропорциональный напряжению генератора, и обеспечивают регулирование напряжения в нормальном режиме. Такая система применяется для мощных синхронных машин.

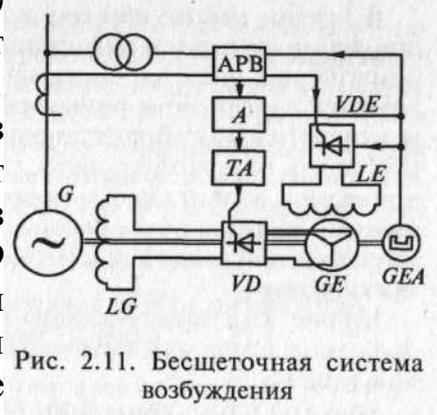


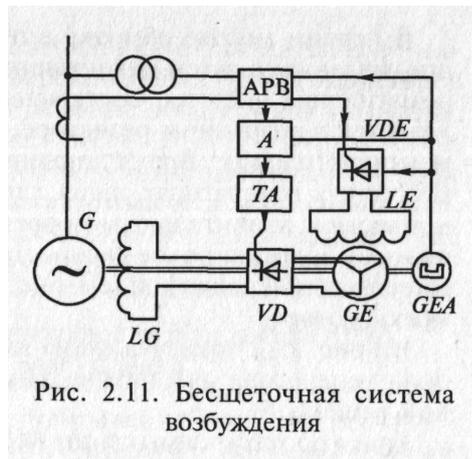
Рис. 2.11. Бесщеточная система возбуждения

Широкое распространение получила система возбуждения с машинным возбудителем 50 Гц и статическими выпрямителями (статическая тиристорная система независимого возбуждения — рис. 2.10). На одном валу генератором G находится вспомогательный синхронный генератор GE , который имеет на статоре трехфазную обмотку с отпайками, к которым присоединены две группы тиристоров: рабочая группа $VD1$ — на низкое напряжение возбудителя и форсировочная группа $VD2$ — на полное напряжение. Применение двух групп тиристоров обеспечивает потолок возбуждения до $4 U_{f \text{ ном}}$ и высокое быстродействие ($V = 50 \text{ с}^{-1}$). Обе группы соединяются параллельно по трехфазной мостовой схеме. На рис. 2.10 для упрощения чтения схемы показаны тиристоры только в одной фазе.

Система управления тиристорами $AVD2$ и $AVD1$ питается от трансформатора $TA1$ и связана с АРВ (автоматическое регулирование возбуждения). Возбудитель GE имеет обмотку возбуждения LGE , получающую питание от трансформатора $TA2$ через вентили VD . В рассмотренной схеме также показаны элементы схемы автоматического гашения магнитного поля (АГП): автомат АГП, резистор R , разрядник FVn контактор KM . К недостаткам схемы следует отнести наличие возбудителя переменного тока, который усложняет эксплуатацию, а также наличие скользящих контактов между неподвижными щетками, к которым присоединена система неподвижных тиристоров, и подвижными контактными кольцами KK , вращающимися на валу ротора.

Последний недостаток привел к разработке бесщеточной системы возбуждения (рис. 2.11). В качестве возбудителя

OE в этой системе используется синхронный генератор 50 Гц, обмотка возбуждения которого LE расположена на неподвижном статоре, а трехфазная обмотка — на вращающемся роторе. Обмотка LE получает питание от подвозбудителя GEA через выпрямитель VDE .



На одном валу с возбудителем на специальных дисках укреплены тиристоры VD , которые выпрямляют переменный ток возбудителя и подают его в ротор генератора по жестким шинам без колец и щеток, так как ротор генератора, тиристоры VD и ротор возбудителя вращаются на одном валу с одинаковой скоростью.

Регулирование тока возбуждения осуществляется от АРВ путем воздействия на тиристоры через импульсное устройство A и вращающийся трансформатор TA .

Достоинством этой системы является отсутствие контактных колец и щеток, недостатком — необходимость останова генератора для переключения на резервное возбуждение или для замены тиристоров.

Бесщеточная система применяется для синхронных компенсаторов мощностью 50 МВ-А и более и турбогенераторов мощностью 800 МВт и более.

Лекция 3. Автоматическое гашение магнитного поля синхронных генераторов и компенсаторов

При внезапном отключении генератора или компенсатора необходимо быстро уменьшить магнитный поток, что приведет к уменьшению ЭДС генератора. Чем быстрее будет погашено магнитное поле, тем меньше последствия короткого замыкания в генераторе. Для гашения магнитного поля применяют три метода: замыкание обмотки ротора на гасительное сопротивление; включение в цепь обмотки ротора дугогасительной решетки автомата; противовключение возбудителя.

В первом методе обмотка ротора замыкается на активное сопротивление, а затем отключается от источника питания. Электромагнитная энергия, заключенная в обмотке возбуждения, выделяется в разрядном резисторе, вызывая постепенное затухание магнитного поля. Время гашения составляет несколько секунд. В мощных генераторах такая длительность гашения поля может привести к значительным повреждениям в обмотках генератора, поэтому более широкое распространение получили автоматы с дугогасительной решеткой (см. рис. 4.22). АГП включается в цепь обмотки ротора.

На рис. 2.12 показана схема электрических цепей при гашении поля генератора автоматическим выключателем с дугогасительной решеткой.

При коротком замыкании (КЗ) в генераторе срабатывает реле защиты KL и отключает генератор от внешней сети, воздействуя на электромагнит отключения YA T выключателя, а также подает импульс на отключение АГП. При отключении выключателя сначала размыкаются рабочие контакты 2 , а затем дугогасительные. Возникшая дуга затягивается магнитным дутьем в дугогасительную решетку и разбивается на ряд последовательных коротких дуг, существование которых поддерживается имеющимся запасом энергии магнитного поля обмотки возбуждения ротора. Отключившимся контактом 3 выключателя вводится сопротивление R_a в цепь возбуждения возбудителя, что снижает ток последнего, а это влечет уменьшение напряжения, подаваемого на обмотку ротора, и, следовательно, уменьшение тока в роторе и энергии магнитного поля. Время гашения поля в этой схеме равно 0,5—1 с.

При гашении небольшого тока дуга в промежутках между пластинами горит неустойчиво и может погаснуть в одном из промежутков, вызывая разрыв цепи и перенапряжение в обмотке возбуждения. Для того чтобы подход тока к нулевому значению был плавным, решетка автоматического выключателя шунтируется специальным набором сопротивлений 5 (см. рис. 2.12).

Для генераторов с тиристорным возбуждением (см. рис. 2.10) возможно гашение поля путем перевода тиристоров в инверторный режим. В этом случае энергия магнитного поля обмотки возбуждения LG отдается возбудителю GE . Обычно используется форсировочная группа тиристоров $VD2$, так как более высокое напряжение этой группы позволяет быстрее погасить магнитное поле.

В цепях возбуждения генераторов мощностью более 100 МВт применяется двухполюсная схема автоматического гашения магнитного поля, при которой в каждый полюс цепи возбуждения включается отдельный АГП.



Автоматическое регулирование возбуждения (АРВ). Форсировка возбуждения.

Простейшим устройством регулирования напряжения является схема форсировки возбуждения, которая широко применялась в свое время на генераторах, имеющих электромашинное возбуждение. Элементы этого устройства (см. рис. 2.9, *a*): реле минимального напряжения KV , контактор KM и регулировочный реостат в цепи обмотки возбуждения возбудителя GE . При резкой посадке напряжения, что происходит при удаленном КЗ, срабатывает реле KV , замыкает цепь питания катушки контактора KM , который, замыкая свой контакт, шунтирует сопротивление RR . Ток в цепи возбудителя GE возрастает до максимального значения, напряжение на выводах GE также возрастает до максимального значения, увеличивая ток возбуждения в обмотке ротора LG , следовательно, увеличивается ЭДС генератора и напряжение на выводах генератора. Поддержание напряжения на выводах генератора позволяет сохранить в работе потребителей. После отключения поврежденного участка релейной тщитой восстанавливается нормальный режим работы: отключается контакт KV , обесточивая катушку контактора, который размыкает свой контакт, и регулировочный реостат RR снова выполняет свою функцию.

Автоматическое регулирование возбуждения (АРВ) устанавливается на всех генераторах мощностью 3 МВт и более. В схемах возбуждения, рассмотренных ранее, условно показано устройство АРВ. На рис. 2.9 видно, что АРВ воздействует на ментальную группу VS , которая выпрямляет переменный ток и подает постоянный ток в обмотку возбуждения генератора. Величина этого тока зависит от напряжения на выводах генератора, что анализируется в схеме АРВ. В системе тиристорного возбуждения (см. рис. 2.10) устройство АРВ контролирует не только напряжение, но и ток генератора, а также посылает импульсы для управления тиристорами рабочей и форсировочной группы. На рис. 2.13 показана структурная схема АРВ сильного действия.

Напряжение статора генератора U_G подводится от трансформатора TV к блоку питания БН через блок компаундирования БКТ, который необходим для распределения реактивной нагрузки между параллельно работающими генераторами. К блоку БКТ подводится также ток статора генератора от трансформаторов тока TA . От блока БН передаются сигналы изменения величины напряжения ΔU_G , скорость изменения напряжения U_G и форсировки напряжения ФВ в суммирующий магнитный усилитель У1.

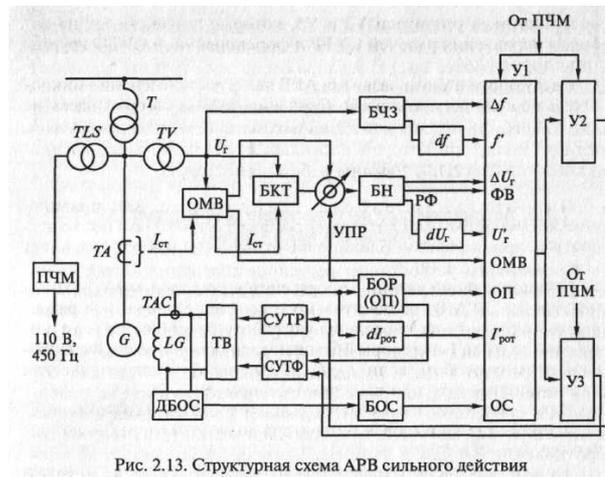


Рис. 2.13. Структурная схема АРВ сильного действия

От блока частоты БЧЗ в усилитель У1 передаются сигналы Δf и f .

Для ограничения тока ротора генератора при форсировке в схеме предусмотрен блок БОР, который анализирует ток ротора и передает сигнал «Ограничение перегрузки» (ОП) в усилитель У1.

Ограничитель минимального возбуждения (ОМВ) обеспечивает устойчивую работу генератора в режиме недовозбуждения.

Выбор каналов и коэффициентов усиления по каждому из них является сложной задачей.

Для стабилизации процесса регулирования возбуждения генератора в схеме АРВ сильного действия применяется обратная связь по скорости изменения напряжения ротора генератора. Напряжение ротора подводится к блоку обратной связи (БОС), который воздействует на усилитель У1.

Суммирующий магнитный усилитель У1 суммирует и усиливает все поступившие сигналы и передает суммарный сигнал на операционные усилители У2 и У3, которые воздействуют на системы управления рабочей СУТР и форсировочной СУТФ группы тиристоров [2.6].

Следующим этапом развития АРВ является применение микропроцессорных регуляторов возбуждения, схемы которых здесь не приведены, так как изучение их выходит за рамки дисциплины.

2.1.7. Режимы работы генераторов

Параллельная работа генераторов. Как правило, генераторы включаются в сеть способом точной синхронизации при введенной блокировке от несинхронного включения.

При ликвидации аварий в энергосистеме турбогенераторы мощностью до 220 МВт включительно и все гидрогенераторы разрешается включать на параллельную работу способом самосинхронизации. Генераторы большей мощности разрешается включать этим способом, если $I_{n0}/I_{om} < 3,0$, где I_{n0} — периодическая составляющая тока при включении, формула (2.3).

При точной синхронизации соблюдаются условия:

напряжение на выводах генератора должно быть равно напряжению сети $U_G = U_c$;

частота включаемого генератора должна быть равна частоте сети $f_G = f_c$

включение должно произойти в момент совпадения фаз генератора и сети.

Для соблюдения этих условий на регуляторы напряжения и скорости генераторов воздействуют вручную или автоматически.

Недостатком этого метода является сложность процесса включения и его длительность.

При самосинхронизации синхронный генератор разворачивают до частоты вращения, близкой к синхронной, и невозбужденным включают в сеть. При этом обмотка возбуждения замыкается на разрядный резистор R (см. рис. 2.10), используемый для гашения поля, либо на специально предусмотренный для этой цели резистор. После включения генератора в сеть подается импульс на включение АГП, и генератор возбуждается.

При включении генератора в нем возникает ток

$$I_{н0} = U_{c0} / (x'_d + x_{cис}) \quad (2.3)$$

где U_c — напряжение сети; x_d — переходное сопротивление генератора; $x_{cис}$ — сопротивление системы.

Этот ток меньше тока КЗ на выводах генератора, тем не менее, возникающие электродинамические силы воздействуют на обмотки генератора и его конструктивные части. Возникающий асинхронный момент воздействует на ротор, и машина втягивается в синхронизм за 2 — 3 с.

Преимущества метода самосинхронизации:

значительное упрощение операции включения;

быстрое включение генератора в сеть, что очень важно при аварии в системе;

возможность включения во время снижения напряжения и частоты сети;

отсутствие опасности повреждения машины.

Недостатком метода самосинхронизации является значительная посадка напряжения на шинах генераторного напряжения в момент включения, поэтому этот способ синхронизации не рекомендуется для электростанций с общими сборными шинами генераторного напряжения.

Номинальный режим работы генератора характеризуется номинальными параметрами: активной нагрузкой $P_{ном}$ напряжением $U_{ном}$, коэффициентом мощности $\cos\varphi_{ном}$, частотой $f_{ном}$, температурой охлаждающей среды на входе v_0 . Работа с номинальными параметрами может продолжаться как угодно длительно.

В реальных условиях нагрузка генератора меняется, а это влечет за собой изменение частоты, напряжения и других параметров. Если эти отклонения не превышают допустимых требований по Правилам технической эксплуатации (ПТЭ), то режим считается нормальным.

Перегрузка генераторов по току статора допускается кратковременно (см. табл. 2.2) при авариях в энергосистеме. Величина допустимой перегрузки зависит от длительности и типа охлаждения статора [1.13].

Допустимая перегрузка по току возбуждения генераторов и синхронных компенсаторов с косвенным охлаждением обмоток определяется допустимой перегрузкой статора. Для турбогенераторов с непосредственным водородным или водяным охлаждением обмотки ротора допустимая перегрузка по току возбуждения определяется по табл. 2.3.

Асинхронный режим может возникнуть при несинхронном вращении одного или нескольких генераторов, появляющемся при потере возбуждения или нарушении устойчивости работы генераторов.

При потере возбуждения генератор переходит из синхронного в устойчивый асинхронный режим с постоянным скольжением и отдачей некоторой активной мощности в систему. При этом возбуждение осуществляется за счет потребления реактивной мощности из системы. В этом случае необходимо восстановить возбуждение генератора или перейти на резервное возбуждение. Согласно ПТЭ допускается такой режим для турбогенераторов с косвенным охлаждением в течение 30 мин со сниженной до 60 % нагрузкой. Для других типов турбогенераторов допустимая длительность работы без возбуждения определяется заводскими инструкциями.

Для гидрогенераторов работа в асинхронном режиме без возбуждения запрещается [1.13, подразд. 5.1.27].

Во втором случае при нарушении устойчивости параллельной работы одного или нескольких генераторов возбуждение сохраняется, но нарушается синхронизм работы, возникает переменное скольжение, машины работают то в двигательном, то в генераторном режиме. Это является тяжелой аварией и может привести к полному распаду системы. Такой режим согласно требованиям ПТЭ запрещается.

Несимметричные режимы работы генераторов могут быть вызваны обрывом или отключением одной фазы, однофазной нагрузкой (электротяга, плавильные печи и др.). При несимметричной нагрузке возникают токи обратной последовательности, которые создают дополнительный нагрев обмоток и вибрацию машин. Такой режим допускается длительно, если несимметричные нагрузки по фазам не превышают 15 — 20 % для гидрогенераторов с косвенным охлаждением, 10% для гидрогенераторов с непосредственной системой охлаждения и для турбогенераторов всех типов [1.13].

Лекция 4. Силовые трансформаторы и автотрансформаторы

Силовые трансформаторы предназначены для преобразования электроэнергии переменного тока с одного напряжения на другое. Наибольшее распространение получили трехфазные трансформаторы, так как потери в них на 12—15 % ниже, а расход активных материалов и стоимость на 20 — 25 % меньше, чем в группе трех однофазных трансформаторов такой же суммарной мощности.

Предельная единичная мощность трансформаторов ограничивается массой, размерами, условиями транспортировки.

Трехфазные трансформаторы на напряжение 220 кВ изготавливают мощностью до 1000 МВ -А, на 330 кВ — 1250 МВ -А, на 500 кВ — 1000 МВ-А.

Однофазные трансформаторы применяются, если невозможно изготовление трехфазных трансформаторов необходимой мощности или затруднена их транспортировка. Наибольшая мощность группы однофазных трансформаторов напряжением 500 кВ составляет 3х533 МВ-А, напряжением 750 кВ — 3х417 МВ-А, напряжением 1150 кВ — 3х667 МВ-А.

По количеству обмоток различного напряжения на каждую фазу трансформаторы разделяются на двухобмоточные и трехобмоточные (рис. 2.14, а, б). Кроме того, обмотки одного и того же напряжения, обычно низшего, могут состоять из двух и более параллельных ветвей, изолированных друг от друга и от заземленных частей. Такие трансформаторы называют трансформаторами с расщепленными обмотками (рис. 2.14, в). Обмотки высшего, среднего и низшего напряжения принято сокращенно обозначать соответственно ВН, СН, НН.

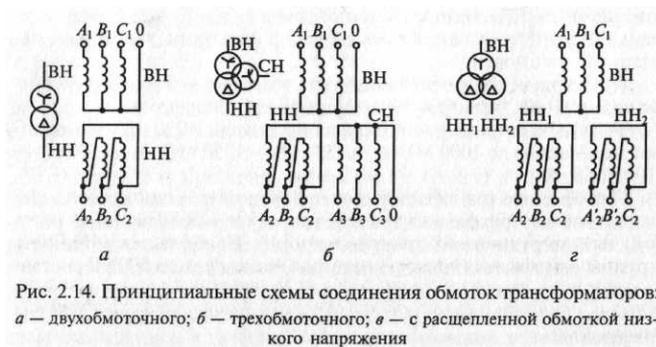
Трансформаторы с расщепленными обмотками НН обеспечивают возможность присоединения нескольких генераторов к одному повышающему трансформатору. Такие укрупненные энергоблоки позволяют упростить схему распределительного устройства (РУ) 330—500 кВ (подробнее изложено в подразд. 5.6). Трансформаторы с расщепленной обмоткой НН получили широкое распространение в схемах питания собственных нужд крупных ТЭС с блоками 200—1200 МВт, а также на понижающих подстанциях с целью ограничения токов КЗ.

К основным параметрам трансформатора относятся: номинальные мощность, напряжение, ток; напряжение КЗ; ток холостого хода; потери холостого хода и КЗ.

Номинальной мощностью трансформатора называется указанное в заводском паспорте значение полной мощности, на которую непрерывно может быть нагружен трансформатор в номинальных условиях места установки и охлаждающей среды при номинальных частоте и напряжении.

Для трансформаторов общего назначения, установленных на открытом

воздухе и имеющих естественное масляное охлаждение без обдува и с обдувом, за номинальные условия охлаждения принимают естественно меняющуюся температуру наружного воздуха (для климатического исполнения У: среднесуточная не более 30 °С, среднегодовая не более 20 °С), а для трансформаторов с масляно-водяным охлаждением температура воды у входа в охладитель принимается не более 25 °С (ГОСТ 11677—85). Номинальная мощность для двухобмоточного трансформатора — это мощность каждой из его обмоток. Трехобмоточные трансформаторы могут быть выполнены с обмотками как одинаковой, так и разной мощности. В последнем случае за номинальную принимается наибольшая из номинальных мощностей отдельных обмоток трансформатора.



За номинальную мощность автотрансформатора принимается номинальная мощность каждой из сторон, имеющих между собой автотрансформаторную связь («проходная мощность»).

Трансформаторы устанавливают не только на открытом воздухе, но и в закрытых неотапливаемых помещениях с естественной вентиляцией. В этом случае трансформаторы могут быть непрерывно нагружены на номинальную мощность, но при этом срок службы трансформатора несколько снижается из-за худших условий охлаждения.

Номинальные напряжения обмоток — это напряжения первичной и вторичной обмоток при холостом ходе трансформатора. Для трехфазного трансформатора — это его линейное (междуфазное) напряжение. Для однофазного трансформатора, предназначенного для включения в трехфазную группу, соединенную в звезду, — это $U/\sqrt{3}$. При работе трансформатора под нагрузкой и подведении к зажимам его первичной обмотки номинального напряжения на вторичной обмотке напряжение меньше номинального на величину потери напряжения в трансформаторе. Коэффициент трансформации трансформатора n определяется отношением номинальных напряжений обмоток высшего и низшего напряжений

$$n = U_{НОМ\ ВН} / U_{НОМ\ НН}.$$

В трехобмоточных трансформаторах определяется коэффициент

трансформации каждой пары обмоток: ВН и НН; ВН и СН; СН и НН.

Номинальными токами трансформатора называются указанные в заводском паспорте значения токов в обмотках, при которых допускается длительная нормальная работа трансформатора.

Номинальный ток любой обмотки трансформатора определяют по ее номинальной мощности и номинальному напряжению.

Напряжение короткого замыкания u_k — это напряжение, при подведении которого к одной из обмоток трансформатора при замкнутой накоротко другой обмотке в ней проходит ток, равный номинальному.

Напряжение КЗ определяют по падению напряжения в трансформаторе, оно характеризует полное сопротивление обмоток трансформатора.

В трехобмоточных трансформаторах и автотрансформаторах напряжение КЗ определяется для любой пары его обмоток при разомкнутой третьей обмотке. Таким образом, в каталогах приводятся три значения напряжения КЗ: $U_{кВН-НН}$, $U_{кВН-СН}$, $U_{кСН-НН}$.

Поскольку индуктивное сопротивление обмоток значительно выше активного (у небольших трансформаторов в 2 — 3 раза, а у крупных в 15 — 20 раз), то u_k в основном зависит от реактивного сопротивления, т.е. взаимного расположения обмоток, ширины канала между ними, высоты обмоток. Величина u_k регламентируется ГОСТ в зависимости от напряжения и мощности трансформаторов. Чем больше высшее напряжение и мощность трансформатора, тем больше напряжение КЗ. Так, трансформатор мощностью 630 кВ-А с высшим напряжением 10 кВ имеет $u_k = 5,5\%$, с высшим напряжением 35 кВ — $u_k = 6,5\%$; трансформатор мощностью 80000 кВ-А с высшим напряжением 35 кВ имеет $u_k = 9\%$, а с высшим напряжением 110 кВ — $u_k = 10,5\%$.

Увеличивая значение u_k , можно уменьшить токи КЗ на вторичной стороне трансформатора, но при этом значительно увеличивается потребляемая реактивная мощность и увеличивается стоимость трансформаторов. Если трансформатор 110 кВ мощностью 25 МВ-А выполнить с $u_k = 20\%$ вместо 10%, то расчетные затраты на него возрастут на 15,7%, а потребляемая реактивная мощность возрастет вдвое (с 2,5 до 5,0 Мвар).

Трехобмоточные трансформаторы могут иметь два исполнения по значению u_k в зависимости от взаимного расположения обмоток. Если обмотка НН расположена у стержня магнитопровода, обмотка ВН — снаружи, а обмотка СН — между ними, то наибольшее значение имеет $U_{кВН-НН}$, а меньшее значение — $U_{кВН-СН}$. В этом случае потери напряжения по отношению к выводам СН уменьшатся, а ток КЗ в сети НН будет ограничен благодаря повышенному значению $U_{кВН-НН}$.

Если обмотка СН расположена у стержня магнитопровода, обмотка ВН — снаружи, а обмотка НН — между ними, то наибольшее значение имеет $U_{кВН-СН}$, а меньшее — $U_{кВН-НН}$. Значение $U_{кСН-НН}$ останется одинаковым в обоих

исполнениях.

Ток холостого хода I_x характеризует активные и реактивные потери в стали и зависит от магнитных свойств стали, конструкции и качества сборки магнитопровода и от магнитной индукции. Ток холостого хода выражается в процентах номинального тока трансформатора. В современных трансформаторах с холоднокатаной сталью токи холостого хода имеют небольшие значения.

Потери холостого хода P_x и короткого замыкания P_k определяют экономичность работы трансформатора. Потери холостого хода состоят из потерь стали на перемагничивание и вихревые токи. Для их уменьшения применяются электротехническая сталь с малым содержанием углерода и специальными присадками, холоднокатаная сталь толщиной 0,3 мм марок 3405, 3406 и других с жаростойким изоляционным покрытием. В справочниках и каталогах приводятся значения P_x для уровней А и Б. Уровень А относится к трансформаторам, изготовленным из электротехнической стали с удельными потерями не более 0,9 Вт/кг, уровень Б — с удельными потерями не более 1,1 Вт/кг (при $B= 1,5$ Тл, $f= 50$ Гц).

Потери короткого замыкания состоят из потерь в обмотках при протекании по ним токов нагрузки и добавочных потерь в обмотках и конструкциях трансформатора. Добавочные потери вызваны магнитными полями рассеяния, создающими вихревые токи в крайних витках обмотки и конструкциях трансформатора (стенки бака, ярмовые балки и др.). Для их снижения обмотки выполняются многожильным транспонированным проводом, а стенки бака экранируются магнитными шунтами.

В современных конструкциях трансформаторов потери значительно снижены. Например, в трансформаторе мощностью 250000 кВ-А при $U=110$ кВ ($P_x=200$ кВт, $P_k=790$ кВт), работающем круглый год ($T_{max}=6300$ ч), потери электроэнергии составят 0,43% электроэнергии, пропущенной через трансформатор. Чем меньше мощность трансформатора, тем больше относительные потери в нем.

В сетях энергосистем установлено большое количество трансформаторов малой и средней мощности, поэтому общие потери электроэнергии во всех трансформаторах страны значительны и очень важно для экономии электроэнергии совершенствовать конструкции трансформаторов с целью дальнейшего уменьшения значений P_x и P_k .

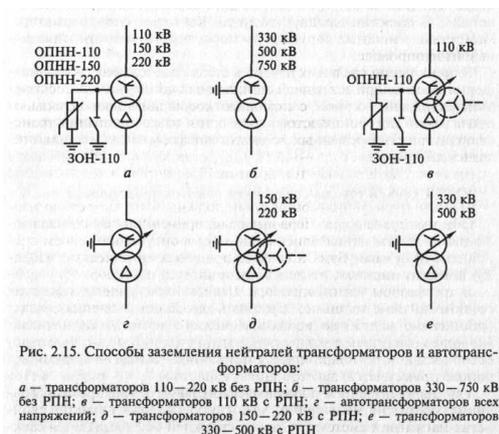
Обмотки трансформаторов имеют обычно соединения: звезда — Y, звезда с выведенной нейтралью — Y и треугольник — Δ.

Сдвиг фаз между ЭДС первичной и вторичной обмоток (E_1 и E_2) принято выражать условно группой соединений.

В трехфазном трансформаторе применением разных способов соединений обмоток можно образовать двенадцать различных групп соединений, причем при схемах соединения обмоток звезда — звезда мы можем получить любую четную группу (2, 4, 6, 8, 10, 0), а при схеме звезда—треугольник или

треугольник—звезда — любую нечетную группу (1, 3, 5, 7, 9, 11).

Группы соединений указываются справа от знаков схем соединения обмоток. Трансформаторы по рис. 2.14 имеют схемы и группы соединения обмоток: Y/Δ-11; Y/Y/Δ-0-11; Y/Δ/Δ-11-11.



Соединение в звезду обмотки ВН позволяет выполнить внутреннюю изоляцию из расчета фазной ЭДС, т.е. в $\sqrt{3}$ раз меньше линейной. Обмотки НН преимущественно соединяются в треугольник, что позволяет уменьшить сечение обмотки, рассчитав ее на фазный ток $I\sqrt{3}$. Кроме того, при соединении обмотки трансформатора в треугольник создается замкнутый контур для токов высших гармоник, кратных трем, которые при этом не выходят во внешнюю сеть, вследствие чего улучшается симметрия напряжения на нагрузке.

Соединение обмоток в звезду с выведенной нулевой точкой применяется в том случае, когда нейтраль обмотки должна быть заземлена. Эффективное заземление нейтрали обмоток ВН обязательно в трансформаторах 330 кВ и выше и во всех автотрансформаторах (подробнее ниже). Системы 110, 150 и 220 кВ также работают с эффективно заземленной нейтралью, однако для уменьшения токов однофазного КЗ нейтрали части трансформаторов могут быть разземлены. Так как изоляция нулевых выводов обычно не рассчитывается на полное напряжение, то в режиме разземления нейтрали необходимо снизить возможные перенапряжения путем присоединения ограничителей перенапряжений к нулевой точке трансформатора (рис. 2.15).

Нейтраль заземляется также на вторичных обмотках трансформаторов, питающих четырехпроводные сети 380/220 и 220/127 В. Нейтрали обмоток при напряжении 10—35 кВ не заземляются или заземляются через дугогасящий реактор для компенсации емкостных токов. Технические данные силовых трансформаторов и автотрансформаторов, их схемы и группы соединений определяются действующими ГОСТ и приводятся в каталогах и справочниках [5.7, 1.3, 3.5].

Элементы конструкции силовых трансформаторов

Мощный трансформатор высокого напряжения представляет собой сложное устройство, состоящее из большого числа конструктивных

элементов, основными из которых являются: магнитная система (магнитопровод), обмотки, изоляция, выводы, бак, охлаждающее устройство, механизм регулирования напряжения, защитные и измерительные устройства, тележка.

В магнитной системе проходит магнитный поток трансформатора (отсюда название «магнитопровод»). Магнитопровод является конструктивной и механической основой трансформатора. Он выполняется из отдельных листов электротехнической стали, изолированных друг от друга. Качество электротехнической стали влияет на допустимую магнитную индукцию и потери в магнитопроводе.

Уменьшение удельных потерь в стали, тщательная сборка магнитопровода, применение бесшпилечных конструкций, соединение стержней с ярмом с помощью косой шихтовки позволяют уменьшить потери холостого хода и ток намагничивания трансформатора. В современных мощных трансформаторах ток намагничивания составляет 0,5—0,6 % $I_{ном}$, тогда как в трансформаторе с горячекатаной сталью ток достигал 3%; потери холостого хода уменьшились вдвое.

Листы трансформаторной стали должны быть тщательно изолированы друг от друга. Первоначально применялась бумажная изоляция — листы оклеивались с одной стороны тонким слоем специальной бумаги. Бумага создает полную электрическую изоляцию между листами, но легко повреждается при сборке и увеличивает размеры магнитопровода. Широко применяется изоляция листов лаком с толщиной слоя 0,01 мм. Лаковая пленка создает достаточно надежную изоляцию между листами, обеспечивает хорошее охлаждение магнитопровода, обладает высокой нагревостойкостью и не повреждается при сборке. Последнее время все шире применяется двустороннее жаростойкое покрытие листов стали, наносимое на металлургическом заводе после проката. Толщина покрытия меньше 0,01 мм, что обеспечивает лучшие свойства магнитной системы. Стяжка стержней осуществляется стекло бандажами, ярма стягиваются стальными полубандажами или бандажами.

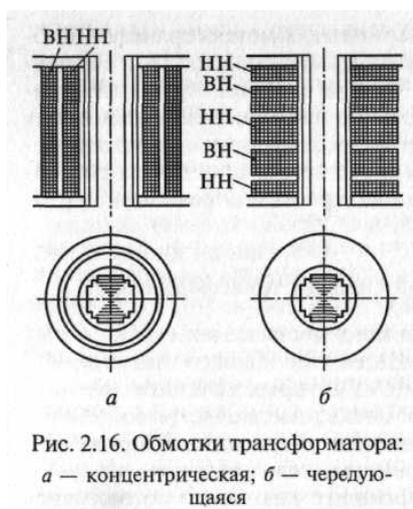


Рис. 2.16. Обмотки трансформатора:
а — концентрическая; б — чередующаяся

Магнитопровод и его конструктивные детали составляют остов трансформатора. На остове устанавливают обмотки и крепят

проводники, соединяющие обмотки с вводами, составляя активную часть.

Обмотки трансформаторов могут быть концентрическими и чередующимися. В первом случае обмотки НН и ВН выполняют в виде цилиндров и располагают на стержне концентрически одна относительно другой (рис. 2.16, *а*). Такое выполнение принято в большинстве силовых трансформаторов. Во втором случае обмотки ВН и НН выполняются в виде невысоких цилиндров с одинаковыми диаметрами и располагаются на стержне одна над другой (рис. 2.16, *б*). В такой обмотке значительное число пачек, она менее компактна и применяется для специальных электропечных трансформаторов или для сухих трансформаторов, так как обеспечивает лучшее охлаждение обмоток.

Обмотки трансформаторов должны обладать достаточной электрической и механической прочностью. Изоляция обмоток и отводов от нее должна без повреждений выдерживать коммутационные и атмосферные перенапряжения. Обмотки должны выдерживать электродинамические усилия, которые появляются при протекании токов КЗ. Необходимо предусмотреть надежную систему охлаждения обмоток, чтобы не возникал недопустимый перегрев изоляции.

Для проводников обмотки используется медь и алюминий. Как известно, медь имеет малое электрическое сопротивление, легко поддается пайке, механически прочна, что и обеспечивает широкое применение меди для обмоток трансформаторов. Алюминий дешевле, обладает меньшей плотностью, но большим удельным сопротивлением, требует новой технологии выполнения обмоток. В настоящее время трансформаторы с алюминиевой обмоткой изготавливаются на мощность до 6300 кВ-А.

В современных трансформаторах для обмотки применяется транспонированный провод, в котором отдельные проводники в параллельном пучке периодически изменяют свое положение. Это выравнивает сопротивление элементарных проводников, увеличивает механическую прочность, уменьшает толщину изоляции и размеры магнитопровода.

Изоляция трансформатора является ответственной частью, так как надежность работы трансформатора определяется в основном надежностью его изоляции.

В масляных трансформаторах основной изоляцией является масло в сочетании с твердыми диэлектриками: бумагой, электрокартоном, гетинаксом, деревом (маслобарьерная изоляция).

Значительный эффект дает применение изоляции из специально обработанной бумаги (стабилизированной), которая менее гигроскопична, имеет более высокую электрическую прочность и допускает большой нагрев. В сухих трансформаторах широко применяются новые виды изолирующих материалов повышенной нагревостойкости на основе

кремнийорганических материалов.

Активную часть трансформатора вместе с отводами и переключающими устройствами для регулирования напряжения помещают в бак. Основные части бака — стенки, дно и крышка. Крышку используют для установки вводов, выхлопной трубы, крепления расширителя, термометров и других деталей. На стенке бака укрепляют охлаждающие устройства — радиаторы.

В трансформаторах небольшой мощности бак выполняется с верхним разъемом: при ремонтах необходимо снять крышку трансформатора, а затем поднять активную часть из бака.

Если масса активной части более 25 т, то она устанавливается на донную часть бака, а затем накрывается колоколообразной верхней частью бака и заливается маслом. Такие трансформаторы с нижним разъемом не нуждаются в тяжелых грузоподъемных устройствах для выемки активной части, так как при ремонтах после слива масла поднимается верхняя часть бака, открывая доступ к обмоткам и магнитопроводу.

Для уменьшения потерь от потоков рассеяния стальные баки экранируются с внутренней стороны пакетами из электротехнической стали или пластинами из немагнитных материалов (медь, алюминий).

Расширитель трансформатора представляет собой цилиндрический сосуд, соединенный с баком трубопроводом и служащий для уменьшения площади соприкосновения масла с воздухом. Бак трансформатора полностью залит маслом, изменение объема масла при нагреве и охлаждении приводит к колебанию уровня масла в расширителе; при этом воздух вытесняется из расширителя или всасывается в него. Масло очень гигроскопично, и если расширитель непосредственно связан с атмосферой, то влага из воздуха поступает в масло, резко снижая его изоляционные свойства. Для предотвращения этого расширитель связан с окружающей средой через силикогелевый воздухоосушитель. Силикагель поглощает влагу из всасываемого воздуха. При резких колебаниях нагрузки силикагелевый фильтр полностью не осушает воздух, поэтому постепенно влажность воздуха в расширителе повышается. Чтобы избежать это, применяются герметичные баки с газовой подушкой из инертного газа или свободное пространство в расширителе заполняется инертным газом (азотом), поступающим из специальных эластичных емкостей. Возможно применение специальной пленки-мембраны на границе масло—воздух. Осушение воздуха в расширителе осуществляют термовымораживателями.

К баку трансформатора крепится термосифонный фильтр, заполненный силикагелем или другим веществом, поглощающим продукты окисления масла. При циркуляции масла через фильтр происходит его непрерывная регенерация.

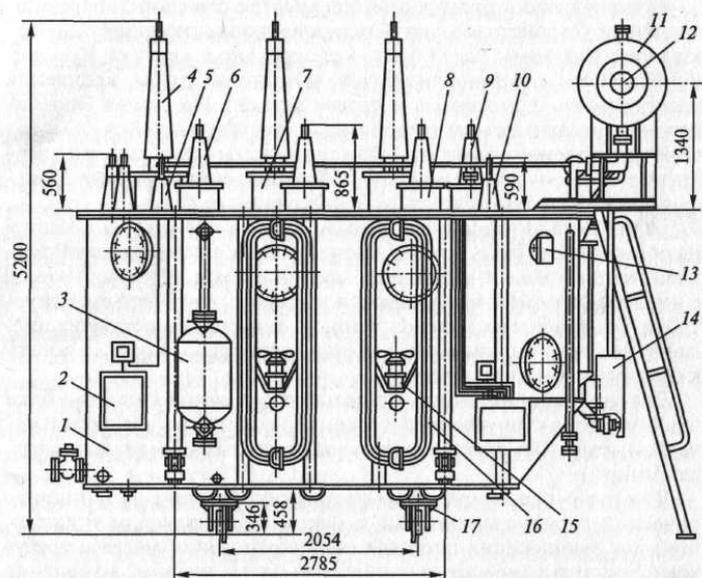


Рис. 2.17. Трансформатор трехфазный трехобмоточный
ТДТН-16000/110-80У1:

1 — бак; 2 — шкаф автоматического управления дутьем; 3 — термосифонный фильтр; 4 — ввод ВН; 5 — ввод НН; 6 — ввод СН; 7 — установка трансформаторов тока 110 кВ; 8 — установка трансформаторов тока 35 кВ; 9 — ввод 0 ВН; 10 — ввод 0 СН; 11 — расширитель; 12 — маслоуказатель стрелочный; 13 — клапан предохранительный; 14 — привод регулятора напряжения; 15 — вентилятор системы охлаждения; 16 — радиатор; 17 — каретка с катками

Для контроля за работой трансформатора предусматриваются контрольно-измерительные и защитные устройства. К контрольным устройствам относят маслоуказатель и термометры. Маслоуказатель устанавливается на расширителе, термометр — на крышке бака. К защитным устройствам относятся реле понижения уровня масла и газовое реле. На мощных трансформаторах 330—750 кВ дополнительно применяются устройства контроля изоляции вводов (КИВ) и манометры, контролирующие давление масла в герметичных вводах ВН. Основные конструктивные узлы трансформаторов показаны на рис. 2.17. При работе трансформатора происходит нагрев обмоток и магнитопровода за счет потерь энергии в них. Предельный нагрев частей трансформатора ограничивается изоляцией, срок службы которой зависит от температуры нагрева. Чем больше мощность трансформатора, тем интенсивнее должна быть система охлаждения.

Ниже приводится краткое описание систем охлаждения трансформаторов.

Естественное воздушное охлаждение трансформаторов осуществляется путем естественной конвекции воздуха и частично — лучеиспускания в воздухе. Такие трансформаторы получили название «сухих». Условно принято обозначать естественное воздушное охлаждение при открытом исполнении С, при защищенном исполнении СЗ, при герметизированном исполнении СГ, с принудительной циркуляцией воздуха СД.

Допустимое превышение температуры обмотки сухого трансформатора

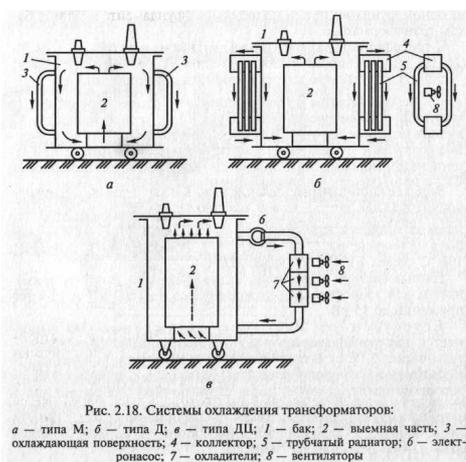
над температурой охлаждающей среды зависит от класса нагревостойкости изоляции и согласно ГОСТ 11677—85 должно быть не больше: 60 °С (класс А); 75 °С (класс Е); 80 °С (класс В); 100 °С (класс F); 125 °С (класс Н).

Данная система охлаждения малоэффективна, поэтому применяется для трансформаторов мощностью до 1600 кВ-А при напряжении до 15 кВ.

Естественное масляное охлаждение (М) выполняется для трансформаторов мощностью до 16000 кВА включительно (рис. 2.18, а). В таких трансформаторах теплота, выделенная в обмотках и магнитопроводе 2 (выемная часть), передается окружающему маслу, которое, циркулируя по баку 1 и радиаторным трубам 3 (охлаждающая поверхность), передает его окружающему воздуху. При номинальной нагрузке трансформатора температура масла в верхних, наиболее нагретых слоях не должна превышать 95°С(ПТЭ, п. 5.3.12).

Для лучшей отдачи теплоты в окружающую среду бак трансформатора снабжается ребрами, охлаждающими трубами или радиаторами в зависимости от мощности.

Масляное охлаждение с дутьем и естественной циркуляцией масла (Д) применяется для более мощных трансформаторов. В этом случае в навесных охладителях из радиаторных труб 5 помещаются вентиляторы 8 (рис. 2.18, б). Вентилятор засасывает воздух снизу и обдувает нагретую верхнюю часть труб. Пуск и останов вентиляторов могут осуществляться автоматически в зависимости от нагрузки и температуры нагрева масла. Трансформаторы с таким охлаждением могут работать при полностью отключенном дутье, если нагрузка не превышает 100% номинальной, а температура верхних слоев масла не более 55 °С, а также при минусовых температурах окружающего воздуха и температуре масла не выше 45 °С независимо от нагрузки. Максимально допустимая температура масла в верхних слоях при работе с номинальной нагрузкой составляет 95 °С (ПТЭ, п. 5.3.12).



Форсированный обдув радиаторных труб улучшает условия охлаждения масла, а следовательно, обмоток и магнитопровода трансформатора, что позволяет изготавливать такие трансформаторы мощностью до 80000 кВ-А.

Масляное охлаждение с дутьем и принудительной циркуляцией масла через воздушные охладители (ДЦ) применяется для трансформаторов мощностью 63000 кВ-А и более.

Охладители 7 состоят из системы тонких ребристых трубок, обдуваемых снаружи вентилятором 8. Электронасосы 6, встроенные в маслопроводы, создают непрерывную принудительную циркуляцию масла через охладители (рис. 2.18, в).

Благодаря большой скорости циркуляции масла, развитой поверхности охлаждения и интенсивному дутью охладители обладают большой теплоотдачей и компактностью. Переход к такой системе охлаждения позволяет значительно уменьшить габариты трансформаторов.

Охладители могут устанавливаться вместе с трансформатором на одном фундаменте или на отдельных фундаментах рядом с баком трансформатора.

В трансформаторах с направленным потоком масла (НДЦ) интенсивность охлаждения повышается, что позволяет увеличить допустимые температуры обмоток.

Масляно-водяное охлаждение с принудительной циркуляцией масла (Ц) принципиально устроено так же, как система ДЦ, но в отличие от последнего охладители состоят из трубок, по которым циркулирует вода, а между трубками движется масло.

Температура масла на входе в маслоотделитель не должна превышать 70 °С.

Чтобы предотвратить попадание воды в масляную систему трансформатора, давление масла в маслоохладителях должно превышать давление циркулирующей в них воды не менее чем на 0,01 МПа (1 Н/см²). Эта система охлаждения эффективна, но имеет более сложное конструктивное выполнение и применяется на мощных трансформаторах (160 МВ-А и более).

Масляно-водяное охлаждение с направленным потоком масла (НЦ) применяется для трансформаторов мощностью 630 МВ-А и более.

На трансформаторах с системами охлаждения ДЦ и Ц устройства принудительной циркуляции масла должны автоматически включаться одновременно с включением трансформатора и работать непрерывно независимо от нагрузки трансформаторов. В то же время число включаемых в работу охладителей определяется нагрузкой трансформатора. Такие трансформаторы должны иметь сигнализацию о прекращении циркуляции масла, охлаждающей воды или об останове вентилятора.

Следует отметить, что в настоящее время ведутся разработки новых конструкций трансформаторов с обмотками, охлаждаемыми до очень низких температур. Металл при низких температурах обладает сверхпроводимостью, что позволяет резко уменьшить сечение обмоток. Трансформаторы с использованием принципа сверхпроводимости (криогенные трансформаторы) будут иметь малую транспортную

массу при мощностях 1000 МВ-А и выше.

Каждый трансформатор имеет условное буквенное обозначение, которое
Нагрузочная способность силовых трансформаторов содержит следующие данные в том порядке, как указано ниже:

- 1) число фаз (для однофазных — О; для трехфазных — Т);
- 2) вид охлаждения — в соответствии с пояснениями, приведенными выше;
- 3) число обмоток, работающих на различные сети (если оно больше двух), для трехобмоточного трансформатора Т; для трансформатора с расщепленными обмотками Р (после числа фаз);
- 4) буква Н в обозначении при выполнении одной из обмоток с устройством РПН;
- 5) буква А на первом месте для обозначения автотрансформатора.

За буквенным обозначением указывается номинальная мощность, кВ-А; класс напряжения обмотки (ВН); климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150—69* и ГОСТ 15543-70*.

Например, ТДТН-16000/110-У1 — трехфазный трансформатор с системой охлаждения Д, трехобмоточный, с регулированием напряжения под нагрузкой, номинальной мощностью 16000 кВА, напряжением ВН 110 кВ, климатическое исполнение У (умеренный климат), категория размещения 1 (на открытом воздухе).

При выборе мощности трансформаторов нельзя руководствоваться только их номинальной мощностью, так как в реальных условиях температура охлаждающей среды, условия установки трансформатора могут быть отличными от принятых. Нагрузка трансформатора меняется в течение суток, и если мощность выбрать по максимальной нагрузке, то в периоды ее спада трансформатор будет не загружен, т. е. недоиспользована его мощность. Опыт эксплуатации показывает, что трансформатор может работать часть суток с перегрузкой, если в другую часть его нагрузка меньше номинальной. Критерием различных режимов является износ изоляции трансформатора.

Нагрузочная способность трансформатора — это совокупность допустимых нагрузок и перегрузок.

Допустимая нагрузка — это длительная нагрузка, при которой расчетный износ изоляции обмоток от нагрева не превосходит износ, соответствующий номинальному режиму работы. *Перегрузка трансформатора — режим, при котором расчетный износ изоляции обмоток превосходит износ, соответствующий номинальному режиму работы.* Такой режим возникает, если нагрузка окажется больше номинальной мощности трансформатора или температура охлаждающей среды больше принятой расчетной.

Допустимые систематические нагрузки трансформатора больше его номинальной мощности возможны за счет неравномерности нагрузки в течение суток. На рис. 2.19 изображен суточный график нагрузки, из

которого видно, что в ночные, утренние и дневные часы трансформатор недогружен, а во время вечернего максимума перегружен. При недогрузке износ изоляции мал, а во время перегрузки значительно увеличивается. Максимально допустимая систематическая нагрузка определяется при условии, что наибольшая температура обмотки 140 °С, наибольшая температура масла в верхних слоях 95 °С и износ изоляции за время максимальной нагрузки такой же, как при работе трансформатора при постоянной номинальной нагрузке, когда температура наиболее нагретой точки не превышает 98 °С (ГОСТ 14209—85). Для подсчета допустимой систематической нагрузки действительный график преобразуется в двухступенчатый (см. рис. 2.19).

Коэффициент начальной нагрузки эквивалентного графика определяется по выражению

$$K_1 = \frac{1}{S_{ном}} \sqrt{\frac{s_1^2 \Delta t_1 + s_2^2 \Delta t_2 + \dots + s_m^2 \Delta t_m}{\Delta t_1 + \Delta t_2 + \dots + \Delta t_m}},$$

где s_1, s_2, \dots, s_m — значения нагрузки в интервалах $\Delta t_1, \Delta t_2, \dots, \Delta t_m$.



Коэффициент максимальной нагрузки в интервале $h = \Delta h_1 + \Delta h_2 + \dots + \Delta h_p$

$$K'_2 = \frac{1}{S_{ном}} \sqrt{\frac{s_1^2 \Delta h_1 + s_2^2 \Delta h_2 + \dots + s_p^2 \Delta h_p}{\Delta h_1 + \Delta h_2 + \dots + \Delta h_p}}$$

Если $K'_2 \geq 0,9K_{max}$, то принимают $K'_2 = K_2$, если $K'_2 < 0,9K_{max}$, то принимают $K_2 = 0,9K_{max}$.

Зная среднюю температуру охлаждающей среды за время действия графика ($\Theta_{охл}$), систему охлаждения трансформатора (М, Д, ДЦ, Ц), по таблицам, приведенным в ГОСТ 14209—85 (для трансформатора до 100 МВ-А), определяют допустимость относительной нагрузки K_2 и ее продолжительность.

Нагрузка более $1,5S_{НОМ}$ должна быть согласована с заводом-изготовителем. Нагрузка более $2S_{НОМ}$ не допускается.

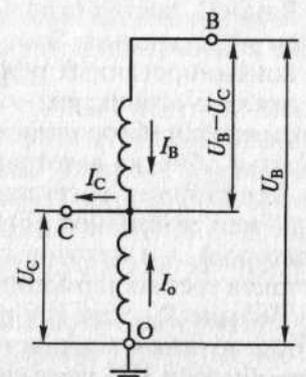


Рис. 2.20. Схема однофазного автотрансформатора

Аварийная перегрузка разрешается в аварийных случаях, например при выходе из строя параллельно включенного трансформатора.

Допустимая аварийная перегрузка определяется предельно допустимыми температурами обмотки (140 °С для трансформаторов напряжением выше 110 кВ и 160 °С для остальных трансформаторов) и температурой масла в верхних слоях (115 °С).

Аварийные перегрузки вызывают повышенный износ витковой изоляции, что может привести к сокращению нормированного срока службы трансформатора, если повышенный износ впоследствии не компенсирован нагрузкой с износом изоляции ниже нормального.

Допустимая (кратковременная) аварийная перегрузка определяется [1.13, п. 5.3.15]:

<i>Масляные трансформаторы</i>					
Перегрузка по току, %	30	45	60	75	100
Длительность перегрузки, мин	120	80	45	20	10
<i>Сухие трансформаторы</i>					
Перегрузка по току, %	20	30	40	50	60
Длительность перегрузки, мин	60	45	32	18	5

Анализируя приведенные в ГОСТ 14209—85 таблицы допустимых перегрузок, можно сделать вывод, что трансформаторы с системами охлаждения М, Д, ДЦ и Ц при первоначальной нагрузке $0,9S_{НОМ}$ допускают перегрузку на 40 % в течение 6 ч. при температуре охлаждающего воздуха не более 20 °С.

Эту перегрузку имеют в виду, когда определяют расчетные токи в цепях трансформаторов (см. подразд. 4.1).

Лекция 5. Особенности конструкции и режимы работы автотрансформаторов

В установках 110 кВ и выше широкое применение находят автотрансформаторы (АТ) большой мощности. Объясняется это рядом преимуществ, которые они имеют по сравнению с трансформаторами.

Однофазный автотрансформатор имеет электрически связанные обмотки ОВ и ОС (рис. 2.20). Часть обмотки, заключенная между выводами В и С, называется последовательной, а между С и О — общей.

При работе автотрансформатора в режиме понижения напряжения в последовательной обмотке проходит ток I_B , который, создавая магнитный поток, наводит в общей обмотке ток I_0 . Ток нагрузки вторичной обмотки I_c складывается из тока I_B , проходящего благодаря гальванической (электрической) связи обмоток, и тока I_0 , созданного магнитной связью этих обмоток: $I_c = I_B + I_0$, откуда $I_0 = I_c - I_B$.

Полная мощность, передаваемая автотрансформатором из первичной сети во вторичную, называется проходной.

Если пренебречь потерями в сопротивлениях обмоток автотрансформатора, можно записать следующее выражение:

$$S = U_B I_B \approx U_C I_C.$$

Преобразуя правую часть выражения, получаем

$$S = U_B I_B = [(U_B - U_C) + U_C] I_B = (U_B - U_C) I_B + U_C I_B,$$

где $(U_B - U_C) I_B = S_T$ — трансформаторная мощность, передаваемая магнитным путем из первичной обмотки во вторичную; $U_C I_B = S_{\Sigma}$ — электрическая мощность, передаваемая из первичной обмотки во вторичную за счет их гальванической связи, без трансформации.

Эта мощность не нагружает общей обмотки, потому что ток I_B из последовательной обмотки проходит на вывод С, минуя обмотку ОС.

В номинальном режиме проходная мощность является номинальной мощностью автотрансформатора $S = S_{НОМ}$, а трансформаторная мощность — типовой мощностью $S_T = S_{тип}$

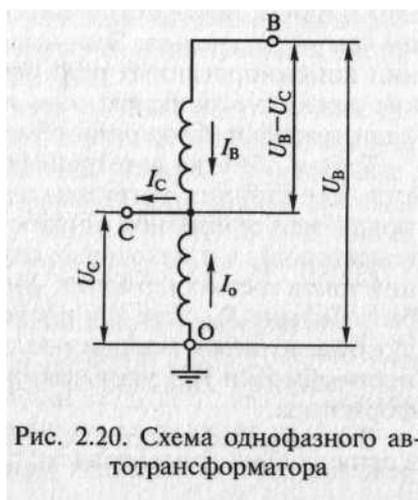


Рис. 2.20. Схема однофазного автотрансформатора

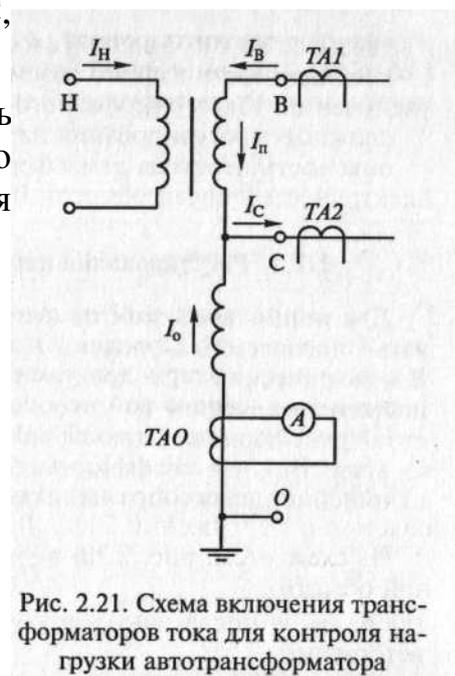


Рис. 2.21. Схема включения трансформаторов тока для контроля нагрузки автотрансформатора

Размеры магнитопровода, а следовательно, его масса определяются трансформаторной (типовой) мощностью, которая составляет лишь часть номинальной мощности:

$$\frac{S_{тип}}{S_{НОМ}} = \frac{(U_B - U_C) I_B}{I_B U_B} = \frac{U_B - U_C}{U_B} = 1 - \frac{1}{n_{BC}} = K_T$$

где $n_{BC} = U_B / U_C$ — коэффициент трансформации; K_T — коэффициент выгоды или коэффициент типовой мощности.

Из формулы (2.7) следует, что чем ближе U_B к U_C , тем меньше K_T и меньшую долю номинальной составляет типовая мощность. Это означает, что размеры автотрансформатора, его масса, расход активных материалов уменьшаются по сравнению с

трансформатором одинаковой номинальной мощности.

Например, при $U_e = 330$ кВ и $U_c = 110$ кВ $K_T = 0,667$, а при $U_B = 550$ кВ и $U_c = 330$ кВ $K_T = 0,34$.

Наиболее целесообразно применение автотрансформаторов при сочетании напряжений 220/110; 330/150; 500/220; 750/330.

Из схемы (см. рис. 2.20) видно, что мощность последовательной обмотки

$$S_n = (U_B - U_c) I_B = S_{min};$$

мощность общей обмотки

$$S_o = U_c I_o = U_c (I_c - I_B) = U_c I_c (1 - 1/n_{BC}) = S_{ном} K_m = S_{min}.$$

Таким образом, еще раз можно подчеркнуть, что обмотки и магнитопровод автотрансформатора рассчитываются на типовую мощность, которую иногда называют расчетной мощностью. Какая бы мощность ни подводилась к зажимам В или С, последовательную и общую обмотки загружать больше чем на S_{min} нельзя. Этот вывод особенно важен при рассмотрении комбинированных режимов работы автотрансформатора. Такие режимы возникают, если имеется третья обмотка, связанная с автотрансформаторными обмотками только магнитным путем.

Третья обмотка автотрансформатора (обмотка НН) используется для питания нагрузки, для присоединения источников активной или реактивной мощности (генераторов и синхронных компенсаторов), а в некоторых случаях служит лишь для компенсации токов третьих гармоник. Мощность обмотки НН $S_{НН}$ может быть больше S_{min} , так как иначе размеры автотрансформатора будут определяться мощностью этой обмотки. Номинальная мощность обмотки НН указывается в паспортных данных автотрансформатора.

В автотрансформаторах с обмоткой НН возможны различные режимы работы: передача мощности из обмотки ВН в обмотку СН при отключенной обмотке НН; передача мощности из обмотки НН в СН или ВН; передача из обмоток ВН и НН в обмотку СН и другие режимы. Во всех случаях необходимо контролировать загрузку общей, последовательной обмоток и вывода СН, для этого устанавливают трансформаторы тока ТА1, ТЛ2 и ТАО (рис. 2.21). Трансформаторы ТА1 и ТА2 устанавливаются на выводах В и С автотрансформатора, а ТАО встраивается в общую обмотку.

Выводы, приведенные для однофазного АТ, справедливы и для трехфазного.

К особенностям конструкции автотрансформаторов следует отнести необходимость глухого заземления нейтрали, общей для обмоток ВН и СН. Объясняется это следующим. Если в системе с эффективно заземленной нейтралью включить понижающий автотрансформатор с незаземленной нейтралью, то при замыкании на землю одной фазы в сети СН на последовательную обмотку этой фазы будет воздействовать полное напряжение $U_B \sqrt{3}$ вместо $(U_B - U_c) / \sqrt{3}$, напряжение выводов обмотки СН

возрастет примерно до U_B , резко увеличится напряжение, приложенное к обмоткам неповрежденных фаз. Аналогичная картина наблюдается в случае присоединения повышающего автотрансформатора с незаземленной нейтралью к системе с эффективно заземленной нейтралью.

Такие перенапряжения недопустимы, поэтому нейтрали всех автотрансформаторов глухо заземляются. В этом случае заземления на линии со стороны ВН или СН не вызывают опасных перенапряжений, однако в системах ВН и СН возрастают токи однофазного КЗ.

Подводя итог всему сказанному, можно отметить следующие преимущества автотрансформаторов по сравнению с трансформаторами той же мощности:

меньший расход меди, стали, изоляционных материалов;

меньшая масса, а следовательно, меньшие габариты, что позволяет создавать автотрансформаторы большей номинальных мощностей, чем трансформаторы;

меньшие потери и больший КПД;
более легкие условия охлаждения.

Недостатки автотрансформаторов:

необходимость глухого заземления нейтрали, что приводит к увеличению токов однофазного КЗ;

сложность регулирования напряжения;

опасность перехода атмосферных перенапряжений вследствие электрической связи обмоток ВН и СН.

Для нормальной работы потребителей необходимо поддерживать определенный уровень напряжения на шинах подстанций. В электрических сетях предусматриваются способы регулирования напряжения, одним из которых является изменение коэффициента трансформации трансформаторов.

Известно, что коэффициент трансформации определяется как отношение первичного напряжения ко вторичному, или

$$n = U_1/U_2 = w_1/w_2$$

где w_1, w_2 — число витков первичной и вторичной обмоток соответственно.

Отсюда $U_2 = U_1 w_1/w_2$.

Обмотки трансформаторов снабжаются дополнительными ответвлениями, с помощью которых можно изменять коэффициент трансформации. Переключение ответвлений может происходить без возбуждения (ПБВ), т. е. после отключения всех обмоток от сети или под нагрузкой (РПН).

Устройство ПБВ позволяет регулировать напряжение в пределах $\pm 5\%$, для

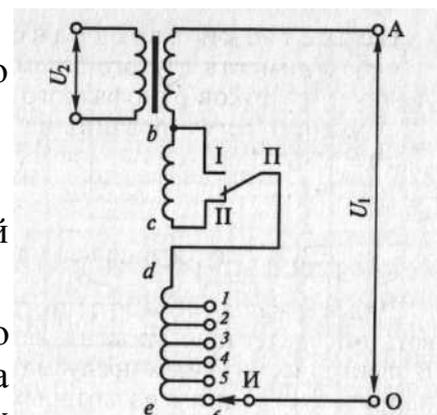


Рис. 2.23. Схема регулирования напряжения РПН:
Ab — основная обмотка; bc — ступень грубой регулировки; de — ступени плавной регулировки

чего трансформаторы небольшой мощности, кроме основного вывода, имеют два ответвления от обмотки высшего напряжения: +5 % и -5 % (рис. 2.22). Если трансформатор работал на основном выводе 0 и необходимо повысить напряжение на вторичной стороне U_2 , то, отключив трансформатор, производят переключение на ответвление -5%, уменьшая тем самым число витков w_1 .

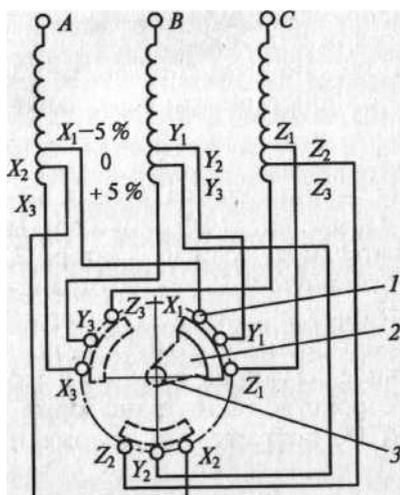


Рис. 2.22. Схема регулирования напряжения ПБВ с трехфазным переключателем:

1 — неподвижный контакт; 2 — сегмент контактный; 3 — вал переключателя.

Устройство ПБВ не позволяет регулировать напряжение в течение суток, так как это потребовало бы частого отключения трансформатора для производства переключений, что по условиям эксплуатации практически недопустимо. Обычно ПБВ используется только для сезонного регулирования напряжения.

Регулирование под нагрузкой (РПН) позволяет переключать ответвления обмотки трансформатора без разрыва цепи. Устройство РПН предусматривает регулирование напряжения в различных пределах в зависимости от мощности и напряжения трансформатора (от ± 10 до 16 % ступенями приблизительно по 1,5 %).

Регулировочные ступени выполняются на стороне ВН, так как меньший по значению ток позволяет облегчить переключающее устройство. Для расширения диапазона регулирования без увеличения числа ответвлений применяют ступени грубой и тонкой регулировки (рис. 2.23). Наибольший коэффициент трансформации получается, если переключатель П находится в положении II, а избиратель И — на ответвлении б. Наименьший коэффициент трансформации будет при положении переключателя I, а избирателя — на ответвлении I.

Переход с одного ответвления регулировочной обмотки на другое осуществляется так, чтобы не разрывать ток нагрузки и не замыкать накоротко витки этой обмотки. Это достигается в специальных переключающих устройствах с тиристорными переключателями.

Для регулирования напряжения под нагрузкой на мощных трансформаторах

и автотрансформаторах применяются также последовательные регулировочные трансформаторы (рис. 2.24). Они состоят из последовательного трансформатора 2, который вводит добавочную ЭДС в основную обмотку автотрансформатора 1, и регулировочного автотрансформатора 3, который меняет эту ЭДС. С помощью таких трансформаторов можно изменять не только напряжение (продольное регулирование), но и его фазу (поперечное регулирование). Устройство таких трансформаторов значительно сложнее, чем РПН, поэтому они дороже и применение их ограничено.

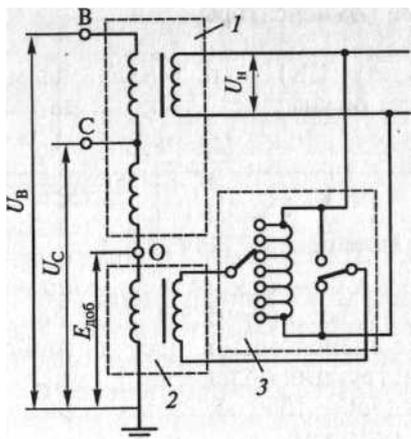


Рис. 2.24. Схема включения последовательного регулировочного трансформатора в цепь автотрансформатора:

1 — основная обмотка автотрансформатора; 2 — последовательный трансформатор; 3 — регулировочный автотрансформатор

Одним из видов последовательных регулировочных трансформаторов являются линейные регуляторы, которые включаются последовательно в линию или в цепь трансформатора без РПН, обеспечивая регулирование напряжения в пределах $\pm(10—15)\%$.

Широкое применение линейные регуляторы находят на подстанциях с автотрансформаторами. На стороне СН регулирование напряжения обеспечивается встроенным в автотрансформатор РПН, а на стороне НН устанавливается регулировочный трансформатор, снабженный автоматическим регулированием напряжения. Регулировочные трансформаторы типа ЛТМ выпускаются мощностью 1,6—6,3 МВ-А на напряжение 6—10 кВ, типов ЛТМН, ЛТДН мощностью 16—100 МВ-А на напряжение до 35 кВ [1.3].

Лекция 6. Синхронные и статические компенсаторы

Потребители электрической энергии, кроме активной мощности, потребляют от генераторов системы реактивную мощность, которая затрачивается на создание магнитных полей, необходимых для работы асинхронных двигателей, индукционных печей, трансформаторов и других электроприемников.

На создание реактивной мощности топливо практически не расходуется. Однако передача реактивной мощности от генераторов к потребителям связана с дополнительными потерями (мощности и напряжения) в трансформаторах и сетях. Потери активной энергии в сетях оплачиваются потребителями, что ложится на них немалым бременем. Потери напряжения приводят к снижению качества энергии, получаемой электроприемниками. Поэтому для получения реактивной мощности экономически выгодно устанавливать источники реактивной мощности вблизи потребителей. Такими источниками являются синхронные и статические компенсаторы.

Синхронные компенсаторы

Синхронный компенсатор (СК) — это синхронная машина, работающая в двигательном режиме без нагрузки на валу при изменяющемся токе возбуждения. В перевозбужденном режиме ЭДС обмотки статора $E_{к1}$ больше напряжения сети U_K (рис. 2.25). Под действием разности напряжений $\Delta U = E_{к1} - U_K$ в статоре СК возникает ток $I_{к1}$, отстающий от вектора ΔU_1 на 90° . Компенсатор в этом режиме отдает реактивную мощность в сеть. В недовозбужденном режиме $E_{к2} < U_K$, в статоре СК возникает ток $I_{к2}$, опережающий вектор ΔU_2 на 90° , т.е. СК будет потреблять реактивную мощность из сети. Синхронные компенсаторы не несут активной нагрузки на валу, поэтому их конструкция облегчена. Компенсаторы выполняются тихоходными (750—1000 об/мин) с горизонтальным валом и явнополюсным ротором.

На рис. 2.26 показан синхронный компенсатор КСВ с водородным охлаждением. Корпус компенсатора, его подшипники, маслоохладители и маслонасосы размещены в герметически закрытом кожухе. Через изоляционные уплотнения 3, 4 к статору 1 подводится напряжение 10,5 кВ, а к контактным кольцам — питание от возбуждателя. В нижней части кожуха расположены два маслонасоса 8, маслобак и водяной маслоохладитель. Циркуляция водорода поддерживается при давлении 0,1—0,2 МПа вентиляторами 5, которые засасывают водород из кожуха и прогоняют его через внутреннюю часть корпуса компенсатора. Нагретый водород попадает во входные проемы 12 вертикальных газоохладителей, где охлаждается.

Синхронный компенсатор характеризуется номинальной мощностью, напряжением, током статора, частотой и номинальным током ротора. Шкала мощностей определяется по ГОСТ 609—84. Номинальное напряжение синхронного компенсатора на 5—10 % выше номинального напряжения сети.

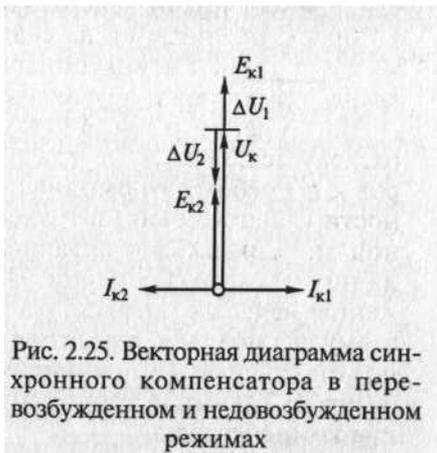


Рис. 2.25. Векторная диаграмма синхронного компенсатора в перевозбужденном и недовозбужденном режимах

В зависимости от тока возбуждения синхронный компенсатор может работать в режимах перевозбуждения и недовозбуждения, генерировать или потреблять реактивную мощность. Регулирование тока возбуждения осуществляется специальными схемами АРВ.

Синхронные компенсаторы небольшой мощности имеют схему электромашинного независимого возбуждения (см. рис. 2.9, а), на более мощных машинах с водородным охлаждением (КСВ) возбуждение осуществляется от специального бесщеточного возбуждательного агрегата, встроенного в корпус компенсатора.

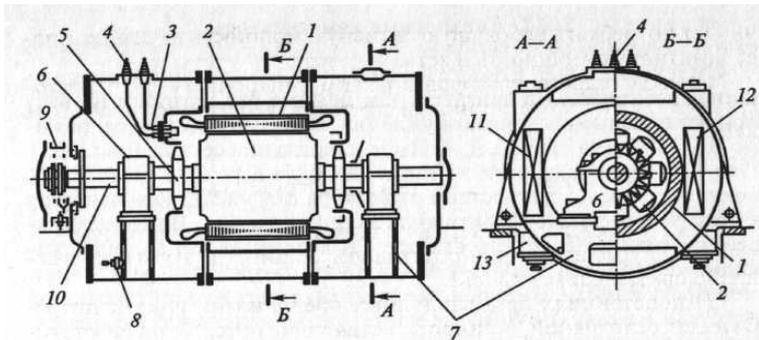


Рис. 2.26. Синхронный компенсатор типа КСВ:

1 — статор; 2 — ротор; 3, 4 — изоляционные уплотнения; 5 — вентилятор; 6 — подшипник; 7 — опорные платформы; 8 — маслонасос; 9 — камера контактных колец; 10 — вал; 11, 12 — выходной и входной проемы в газоохладитель; 13 — газоохладитель

Схема АГП синхронных компенсаторов такая же, как у генераторов.

Мощные СК (10000 кВА и выше) включаются в сеть через реактор для ограничения пусковых токов и посадки напряжения на шинах (рис. 2.27). Параметры реактора выбираются так, чтобы в момент пуска напряжение на шинах подстанции не падало ниже (80 — 85 %) $U_{НОМ}$, а напряжение на СК было (30 — 65 %) $U_{НОМ}$ при этом ток не превышает (2 — 2,8) $I_{НОМ}$.

При пуске выключатель $Q1$ отключен, $Q2$ включен. Разворот компенсатора происходит за счет асинхронного момента. Когда частота вращения приблизится к синхронной, подается возбуждение и компенсатор втягивается в синхронизм. Регулируя ток возбуждения, устанавливают минимальный ток статора и включают выключатель $Q1$, шунтируя реактор и включая СК в сеть.

Синхронные генераторы могут работать в режиме синхронного компенсатора, если закрыть доступ пара (или воды) в турбину. В таком режиме перевозбужденный турбогенератор начинает потреблять небольшую активную мощность из сети и отдает реактивную мощность в сеть.

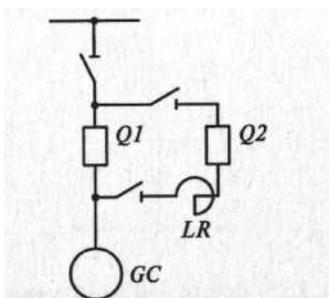


Рис. 2.27. Схема реакторного пуска синхронного компенсатора

Перевод гидрогенераторов в режим синхронных компенсаторов производится без остановки агрегатов, достаточно освободить камеру гидротурбины от воды.

Статические компенсаторы — это батареи конденсаторов и другие источники реактивной мощности (ИРМ), не имеющие вращающихся частей.

На подстанциях промышленных предприятий вблизи потребителей реактивной мощности устанавливаются батареи статических конденсаторов (БК). Конденсаторы могут быть масляными или соволовыми на напряжение от 220 В до 10,5 кВ для наружной и внутренней установки. Единичная мощность конденсаторов от 10 до 125 Квар, для получения необходимой мощности Q_c конденсаторы соединяются параллельно. В энергосистемах БК на напряжение 6 и 10 кВ устанавливаются в узлах сети, на подстанциях подключаются (через выключатель) к шинам 6 и 10 кВ. Реактивная мощность, вырабатываемая батареями, соединенной по схеме звезда,

$$Q_c = 3U_\phi^2 C$$

где U_ϕ — напряжение, на которое включена БК; C — емкость БК.

Если к сети подключено одно и то же число банок конденсаторов (нерегулируемая БК), то в режиме минимальных нагрузок возможна перекомпенсация реактивной мощности, которая вызовет повышение напряжения и дополнительные потери в сети. Это приводит к необходимости регулирования количества включенных банок конденсаторов. Такое регулирование может быть одно- и многоступенчатым, когда БК разделена на секции. Включение и отключение части секций производится автоматически или вручную.

Достоинствами БК являются их простота, а недостатками — зависимость реактивной мощности от напряжения, невозможность потребления реактивной мощности, ступенчатое регулирование.

Более совершенными являются установки статических тиристорных компенсаторов, в которых осуществляется плавное регулирование тока (рис. 2.28). В установке применены нерегулируемые емкости (БК) $C1$, $C2$, $C3$, которые вырабатывают реактивную мощность (емкостную) Q_c , и регулируемая с помощью тиристорных ключей VS индуктивность LR . Управляющие электроды тиристоров присоединены к схеме автоматического регулирования. Достоинствами этой установки являются отсутствие вращающихся частей, быстрдействие и плавность регулирования.

.Совершенствование тиристоров и уменьшение их стоимости приведет к тому, что ИРМ будет целесообразнее, чем синхронные компенсаторы.

Асинхронизированные турбогенераторы ТАП-110, АСТГ-200, ТЗВА-320 могут применяться в качестве управляемого ИРМ при соответствующем регулировании тока возбуждения.

Лекция 7. Гашение электрической дуги

Условия возникновения и горения дуги

Прежде чем рассматривать конструкцию коммутационных аппаратов, необходимо ознакомиться с основными процессами, происходящими в электрической дуге. Подробно явление разряда в газах, в том числе дуговой разряд, изучается в курсе «Защита объектов энергетики от перенапряжений».

При размыкании контактов в цепи высокого напряжения возникает электрический разряд в виде дуги. В дуге различают околокатодное пространство, ствол дуги и околоанодное пространство (рис. 4.9). Все напряжение распределяется между этими областями U_k , $U_{c.d}$, U_a . Катодное падение напряжения в дуге постоянного тока 10 — 20 В, а длина этого участка составляет 10^{-4} — 10^{-5} см, таким образом, около катода наблюдается высокая напряженность электрического поля (105—106 В/см). При таких высоких напряженностях происходит ударная ионизация. Суть ее заключается в том, что электроны, вырванные из катода силами электрического поля (автоэлектронная эмиссия) или за счет нагрева катода (термоэлектронная эмиссия), разгоняются в электрическом поле и при ударе в нейтральный атом отдают ему свою кинетическую энергию. Если этой энергии достаточно, чтобы оторвать один электрон с оболочки нейтрального атома, то произойдет ионизация. Образовавшиеся свободные электроны и ионы составляют плазму ствола дуги. Проводимость плазмы приближается к проводимости металлов [$\gamma = 2500$ 1/(Ом • см)]. В стволе дуги проходит большой ток и создается высокая температура. Плотность тока может достигать 10000 А/см² и более, а температура — от 6000 К при атмосферном давлении до 18 000 К и более при повышенных давлениях.

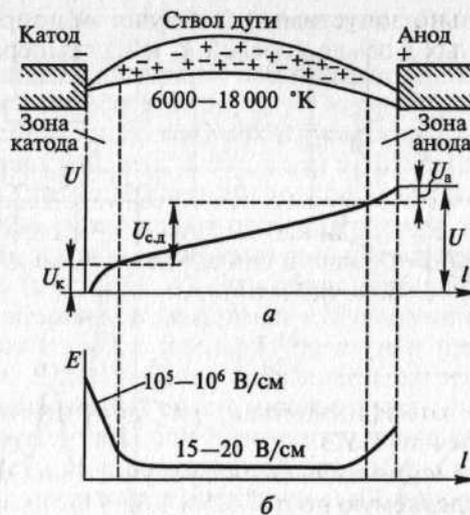


Рис. 4.9. Распределение напряжения U (а) и напряженности E (б) в стационарной дуге постоянного тока

Высокие температуры в створе дуги приводят к интенсивной термоионизации, которая поддерживает большую проводимость плазмы. Термоионизация — процесс образования ионов за счет соударения молекул и атомов, обладающих большой кинетической энергией при высоких скоростях их движения. Чем больше ток в дуге, тем меньше ее сопротивление, а поэтому требуется меньшее напряжение для горения дуги, т. е. дугу с большим током погасить труднее.

При переменном токе напряжение источника питания u меняется синусоидально, так же меняется ток в цепи i (рис. 4.10, а), причем ток отстает от напряжения примерно на 90° . Напряжение на дуге u_d , горящей между контактами выключателя, непостоянно. При малых токах напряжение возрастает до величины u_3 (напряжения зажигания), затем по мере увеличения тока в дуге и роста термической ионизации напряжение уменьшается. В конце полупериода, когда ток приближается к нулю, дуга гаснет при напряжении гашения $u_г$. В следующий полупериод явление повторяется, если не приняты меры для деионизации промежутка.

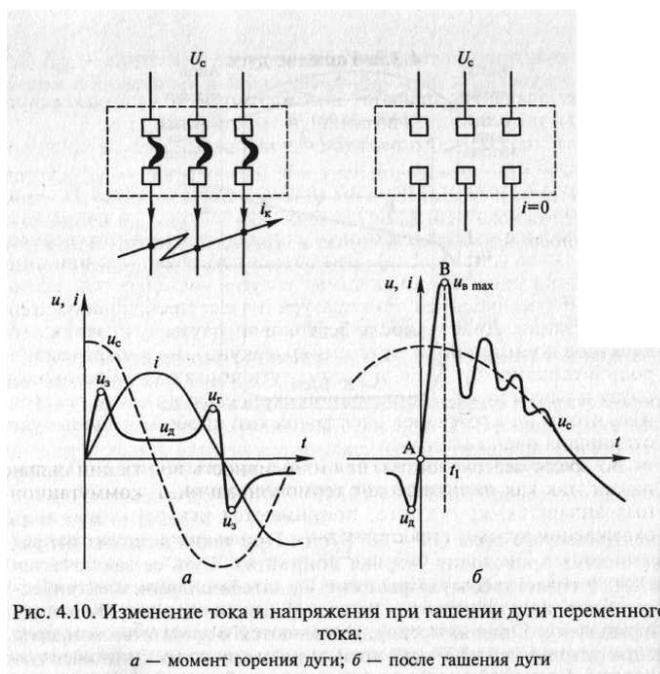


Рис. 4.10. Изменение тока и напряжения при гашении дуги переменного тока:
 а — момент горения дуги; б — после гашения дуги

Если дуга погашена теми или иными способами, то напряжение между контактами выключателя должно восстановиться до напряжения питающей сети. Однако поскольку в цепи имеются индуктивные, активные и емкостные сопротивления, возникает переходный процесс, появляются колебания напряжения (рис. 4.10, б), амплитуда которых и в тех может значительно превышать нормальное напряжение. Для отключающей аппаратуры важно, с какой скоростью восстанавливается напряжение на участке АВ.

Подводя итог, можно отметить, что дуговой разряд начинается за счет ударной ионизации и эмиссии электронов с катода, а после зажигания дуга поддерживается термоионизацией в створе дуги.

Гашение дуги

В отключающих аппаратах необходимо не только разомкнуть контакты, но и погасить возникшую между ними дугу.

В цепях переменного тока ток в дуге каждый полупериод проходит через нуль (см. рис. 4.10), в эти моменты дуга гаснет самопроизвольно, но в следующий полупериод она может возникнуть вновь. Как показывают осциллограммы, ток в дуге становится близким к нулю несколько раньше естественного перехода через нуль (рис. 4.11, а). Это объясняется тем, что при снижении тока энергия, подводимая к дуге, уменьшается, следовательно, уменьшается температура дуги и прекращается термоионизация. Длительность бестоковой паузы t_n невелика (от десятков до нескольких сотен микросекунд), но играет важную роль в гашении дуги. Если разомкнуть контакты в бестоковую паузу и развести их с достаточной скоростью на такое расстояние, чтобы не произошел электрический пробой, то цепь будет отключена очень быстро.

Во время бестоковой паузы интенсивность ионизации сильно падает, так как не происходит термоионизации. В коммутационных аппаратах, кроме того, принимаются искусственные меры охлаждения дугового пространства и уменьшения числа заряженных частиц. Эти процессы деионизации

приводят к постепенному увеличению электрической прочности промежутка u_{np} (рис. 4.11, б).

Резкое увеличение электрической прочности промежутка после перехода тока через нуль происходит главным образом за счет увеличения прочности около катодного пространства (в цепях переменного тока 150—250 В). Одновременно растет восстанавливающееся напряжение $u_в$. Если в любой момент $u_{np} > u_в$ промежуток не будет пробит, дуга не загорится вновь после перехода тока через нуль. Если в какой-то момент $u'_{np} = u_в$, то происходит повторное зажигание дуги в промежутке.

Таким образом, задача гашения дуги сводится к созданию таких условий, чтобы электрическая прочность промежутка между контактами u_{np} была больше напряжения между ними $u_в$.

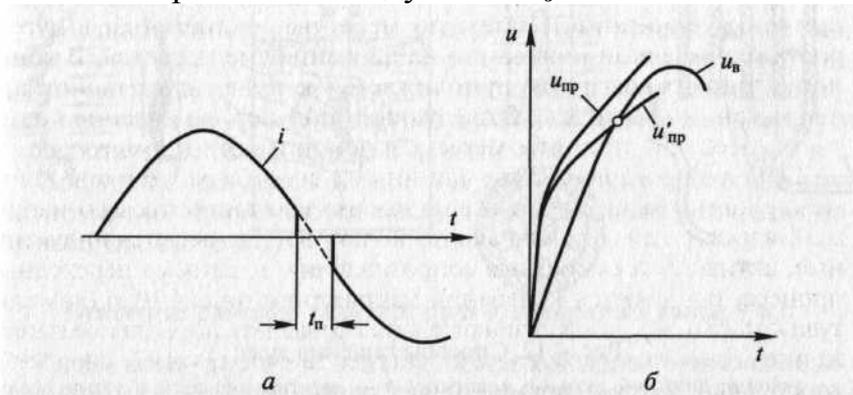


Рис. 4.11. Условия погасания дуги переменного тока:
а — погасание дуги при естественном переходе тока через нуль; б — рост электрической прочности дугового промежутка при переходе тока через нуль

Процесс нарастания напряжения между контактами отключаемого аппарата может носить различный характер в зависимости от параметров коммутируемой цепи. Если отключается цепь с преобладанием активного сопротивления, то напряжение восстанавливается по аperiодическому закону; если в цепи преобладает индуктивное сопротивление, то возникают колебания, частоты которых зависят от соотношения емкости и индуктивности цепи. Колебательный процесс приводит к значительным скоростям восстановления напряжения, а чем больше скорость $d u_в / dt$, тем вероятнее пробой промежутка и повторное зажигание дуги. Для облегчения условий гашения дуги в цепь отключаемого тока вводятся активные сопротивления, тогда характер восстановления напряжения будет аperiодическим (см. рис. 4.11, б).

Основные способы гашения дуги в аппаратах до 1 кВ

Удлинение дуги при быстром расхождении контактов: чем длиннее дуга, тем большее напряжение необходимо для ее существования. Если напряжение источника окажется меньше, то дуга гаснет.

Деление длинной дуги на ряд коротких (рис. 4.12, а). Как показано на рис. 4.9, напряжение на дуге складывается из катодного U_k и анодного U_a падений напряжения и напряжения ствола дуги $U_{с.д}$:

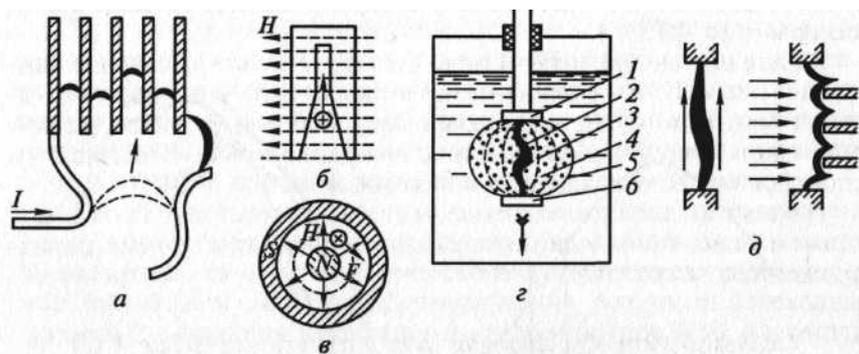


Рис. 4.12. Способы гашения дуги:

a — деление длинной дуги на короткие; *б* — затягивание дуги в узкую щель дугогасительной камеры; *в* — вращение дуги в магнитном поле; *г* — гашение дуги в масле: 1 — неподвижный контакт; 2 — ствол дуги; 3 — водородная оболочка; 4 — зона газа; 5 — зона паров масла; 6 — подвижный контакт; *д* — газоздушное дутье

Если длинную дугу, возникшую при размыкании контактов, затянуть в дугогасительную решетку из металлических пластин, то она разделится на n -коротких дуг. Каждая короткая дуга будет иметь свое катодное и анодное падения напряжения U_3 . Дуга гаснет, если

$$U < nU_3,$$

где U — напряжение сети; U_3 — сумма катодного и анодного падений напряжения (20 — 25 В в дуге постоянного тока).

Дугу переменного тока также можно разделить на n коротких дуг. В момент прохождения тока через нуль околокатодное пространство мгновенно приобретает электрическую прочность 150—250 В. Дуга гаснет, если $U < (150—250)n$.

Гашение дуги в узких щелях. Если дуга горит в узкой щели, образованной дугостойким материалом, то благодаря соприкосновению с холодными поверхностями происходит интенсивное охлаждение и диффузия заряженных частиц в окружающую среду. Это приводит к быстрой деионизации и гашению дуги.

Движение дуги в магнитном поле. Электрическая дуга может рассматриваться как проводник с током. Если дуга находится в магнитном поле, то на нее действует сила, определяемая по правилу левой руки. Если создать магнитное поле, направленное перпендикулярно оси дуги, то она получит поступательное движение и будет затянута внутрь щели дугогасительной камеры (рис. 4.12, б).

В радиальном магнитном поле дуга получит вращательное движение (рис. 4.12, в). Магнитное поле может быть создано постоянными магнитами, специальными катушками или самим контуром токоведущих частей. Быстрое вращение и перемещение дуги способствует ее охлаждению и деионизации.

Последние два способа гашения дуги (в узких щелях и в магнитном поле) применяются также в отключающих аппаратах напряжением выше 1 кВ.

Основные способы гашения дуги в аппаратах выше 1 кВ

Гашение дуги в масле. Если контакты отключающего аппарата

поместить в масло, то возникающая при размыкании дуга приводит к интенсивному газообразованию и испарению масла (рис. 4.12, г). Вокруг дуги образуется газовый пузырь, состоящий в основном из водорода (70—80%); быстрое разложение масла приводит к повышению давления в пузыре, что способствует ее лучшему охлаждению и деионизации. Водород обладает высокими дугогасящими свойствами; соприкасаясь непосредственно со стволом дуги, он способствует ее деионизации. Внутри газового пузыря происходит непрерывное движение газа и паров масла.

Гашение дуги в масле широко применяется в выключателях.

Газовоздушное дутье. Охлаждение дуги улучшается, если создать направленное движение газов — дутье. Дутье вдоль или поперек дуги (рис. 4.12, д) способствует проникновению газовых частиц в ее ствол, интенсивной диффузии и охлаждению дуги. Газ создается при разложении масла дугой (масляные выключатели) или твердых газогенерирующих материалов (автогазовое дутье). Более эффективно дутье холодным неионизированным воздухом, поступающим из специальных баллонов со сжатым воздухом (воздушные выключатели).

Многократный разрыв цепи тока. Отключение большого тока при высоких напряжениях затруднительно. Это объясняется тем, что при больших значениях подводимой энергии и восстанавливающегося напряжения деионизация дугового промежутка усложняется. Поэтому в выключателях высокого напряжения применяют многократный разрыв дуги в каждой фазе (рис. 4.13). Такие выключатели имеют несколько гасительных устройств, рассчитанных на часть номинального напряжения. Число разрывов на фазу зависит от типа выключателя и его напряжения. В выключателях 500 — 750 кВ может быть 12 разрывов и более. Чтобы облегчить гашение дуги, восстанавливающееся напряжение должно равномерно распределяться между разрывами. На рис. 4.13 схематически показан масляный выключатель с двумя разрывами на фазу.

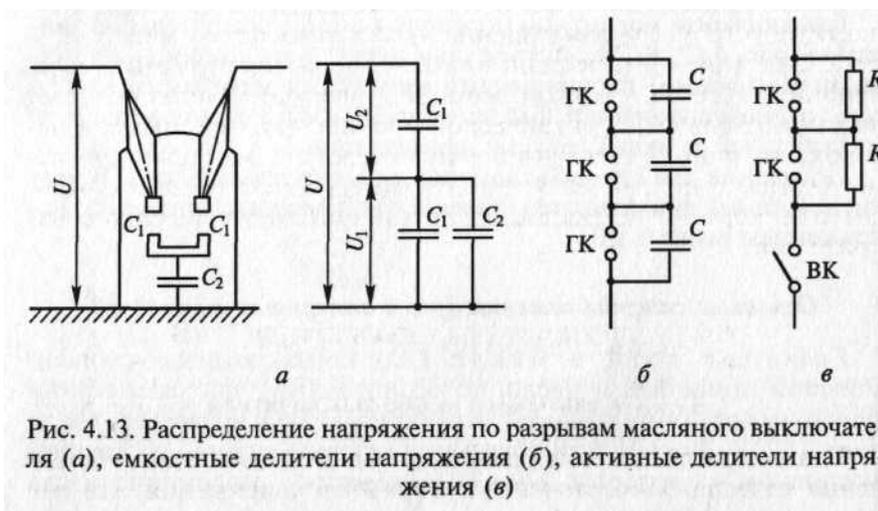


Рис. 4.13. Распределение напряжения по разрывам масляного выключателя (а), емкостные делители напряжения (б), активные делители напряжения (в)

При отключении однофазного КЗ восстанавливающееся напряжение распределится между разрывами следующим образом:

$$\frac{U_1}{U_2} = \frac{C_1 + C_2}{C_1},$$

где U_1 , U_2 — напряжения, приложенные к первому и второму разрывам; C_1 — емкость между контактами этих разрывов; C_2 — емкость контактной системы относительно земли.

Так как C_2 значительно больше C_1 то напряжение $U_1 > U_2$ и, следовательно, гасительные устройства будут работать в неодинаковых условиях. Для выравнивания напряжения параллельно главным контактам выключателя ГК включают емкости или активные сопротивления (см. рис. 4.13, б, в). Значения емкостей и активных шунтирующих сопротивлений подбирают так, чтобы напряжение на разрывах распределялось равномерно. В выключателях с шунтирующими сопротивлениями после гашения дуги между ГК сопровождающий ток, ограниченный по значению сопротивлениями, разрывается вспомогательными контактами ВК.

Шунтирующие сопротивления уменьшают скорость нарастания восстанавливающегося напряжения, что облегчает гашение дуги.

Гашение дуги в вакууме. Высокоразреженный газ (10^{-6} — 10^{-8} Н/см²) обладает электрической прочностью, в десятки раз большей, чем газ при атмосферном давлении. Если контакты размыкаются в вакууме, то сразу же после первого прохождения тока в дуге через нуль прочность промежутка восстанавливается и дуга не загорается вновь. Эти свойства вакуума используются в некоторых типах выключателей.

Гашение дуги в газах высокого давления. Воздух при давлении 2 МПа и более также обладает высокой электрической прочностью. Это позволяет создавать достаточно компактные устройства для гашения дуги в атмосфере сжатого воздуха. Еще более эффективно применение высокопрочных газов, например шестифтористой серы SF₆ (элегаза). Элегаз обладает не только большей электрической прочностью, чем воздух и водород, но и лучшими дугогасящими свойствами даже при атмосферном давлении. Элегаз применяется в выключателях, отделителях, короткозамыкателях и другой аппаратуре высокого напряжения.

Коммутационные аппараты до 1 кВ

Неавтоматические выключатели

Неавтоматические выключатели предназначены для отсоединения отдельных обесточенных частей от напряжения или для ручного включения и отключения электрической цепи в нормальных режимах при токах, не превышающих 0,2— 1 номинального тока выключателя. К ним относятся неавтоматические выключатели рубящего типа (рубильники), пакетные выключатели и переключатели.

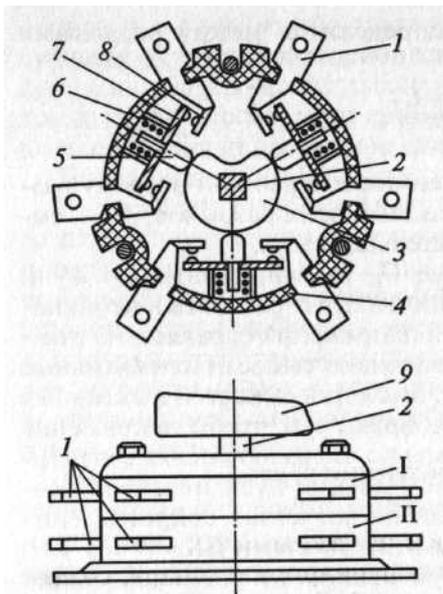


Рис. 4.14. Пакетный кулачковый выключатель

Переключатель — это контактный коммутационный аппарат, предназначенный для переключения электрических цепей.

В распределительных устройствах до 1 кВ и в слаботочных цепях автоматики широкое применение получили пакетные переключатели и выключатели, заменившие старую конструкцию рубильников. На рис. 4.14 показан пакетный кулачковый выключатель. На основании выключателя укреплены два пакета I, II, внутри которых расположены по три полюса контактных систем. При повороте рукоятки 9 поворачивается вал 2 и кулачок 3. Если шток 5 попадает в выемку кулачка 3, то контакты 7, 8 замыкаются под действием пружины 6. Если шток 5 попадает на выступ кулачка, то контакты размыкаются. Возникшая дуга гасится в закрытом объеме герметизированного корпуса 4 из изоляционного материала. Внешняя сеть подключается к выводам 7.

Пакетные выключатели и переключатели серий ПВ и ПМ выпускаются одно-, двух- и трехполюсными на номинальные токи 20 — 400 А постоянного тока при напряжении 220 В и 63 — 250 А переменного тока при напряжении 380 В. Наибольшая частота отключений в час — 300.

Пакетные переключатели имеют малые габаритные размеры, удобны в монтаже; при переключении исключается выброс пламени и газов. Контактная система позволяет управлять одновременно большим количеством цепей. Такими переключателями разрешается отключать номинальные токи.

Пакетные выключатели не обеспечивают видимого разрыва цепи, поэтому в некоторых цепях устанавливают рубильники.

Рубильник предназначен для ручного включения и отключения цепей постоянного и переменного тока напряжением не выше 1 кВ. По конструкции различают одно-, двух- и трехполюсные рубильники.

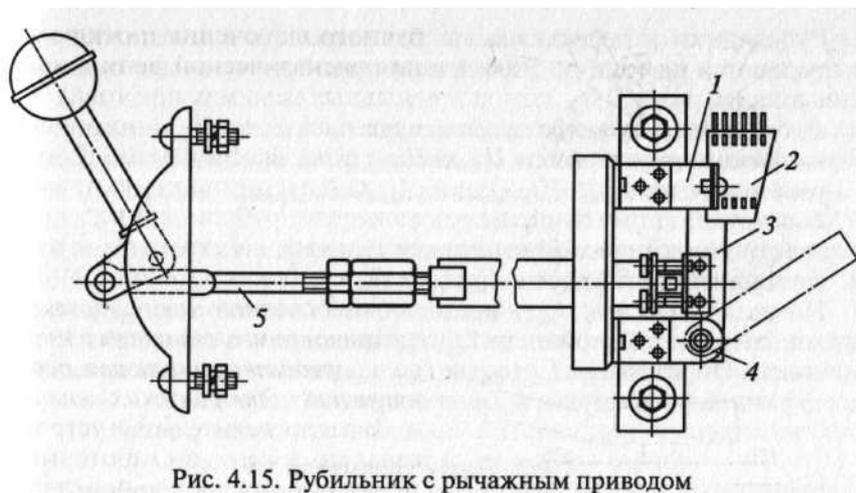


Рис. 4.15. Рубильник с рычажным приводом

На рис. 4.15 показан рубильник с рычажным приводом. Подвижный контакт-нож 3 вращается в шарнирной стойке 4, создавая разрыв с неподвижным контактом 1. Дугогасительная камера 2 обеспечивает гашение дуги. Ножи всех полюсов объединены изоляционным валиком, движение которому передается тягой 5. Рукоятка монтируется на передней стороне шкафа, а контактная часть — внутри шкафа; таким образом, операции с рубильником безопасны для персонала. Таким рубильником можно отключать номинальный ток в установках 380 В и 50% номинального тока в установках 500 В.

Важнейшей частью рубильника являются контакты. Обычно применяются линейные контакты рубящего типа, нажатие в которых обеспечивается специальными стальными пружинами.

Гашение дуги постоянного тока (до 75 А) происходит за счет ее механического растягивания. При больших токах гашение дуги осуществляется за счет ее перемещения электродинамическими силами взаимодействия, причем чем короче нож, тем больше силы взаимодействия между дугой и деталями рубильника, что повышает отключающую способность рубильника.

Гашение дуги переменного тока осуществляется за счет околокатодной электрической прочности (150—250 В), имеющей место при переходе тока через нуль. Длина ножа в рубильниках переменного тока выбирается по механическим условиям.

Применение дугогасительных камер обеспечивает гашение дуги при отключении номинальных токов рубильниками постоянного тока 220 В и переменного тока 380 В. При напряжении 440 и 500 В отключаемые токи составляют $0,5i_{ном}$. Дугогасительные камеры предотвращают выброс ионизированных газов, поэтому перекрытий на корпус или между токоведущими частями не происходит.

Рубильники и переключатели без устройств для гашения дуги выпускаются на токи до 5000 А и не предназначены для отключения тока нагрузки.

Выбор рубильников производится по:

напряжению установки $U_{ном} > U_{сет.ном}$;

току нагрузки $I_{ном} \geq I_{норм.расч}$; $k_{не} I_{ном} \geq I_{прод.расч}$

конструктивному выполнению;
электродинамической стойкости $i_{пр.скв} \geq i_{уд}$
термической стойкости $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

Номинальный ток $I_{ном}$, предельный сквозной ток $i_{пр.скв}$, ток и время термической стойкости $I_{тер}^2$, $t_{тер}$, приводятся в каталогах и справочниках. Определение $I_{ном.расч}$ и $I_{прод.расч}$ рассмотрено в подразд. 4.1, коэффициент перегрузки $k_{не}$ — в подразд. 2.1.2 и 2.2.5.

Лекция 8. Выключатели высокого напряжения

Общие сведения

Выключатель — это коммутационный аппарат, предназначенный для включения и отключения тока.

Выключатель является основным аппаратом в электрических установках, он служит для отключения и включения в цепи в любых режимах: длительная нагрузка, перегрузка, короткое замыкание, холостой ход, несинхронная работа. Наиболее тяжелой и ответственной операцией является отключение токов КЗ и включение на существующее короткое замыкание.

К выключателям высокого напряжения предъявляют следующие требования:

надежное отключение любых токов (от десятков ампер до номинального тока отключения);

быстрота действия, т.е. наименьшее время отключения;

пригодность для быстродействующего автоматического повторного включения, т.е. быстрое включение выключателя сразу же после отключения;

возможность пофазного (пополюсного) управления для выключателей 110 кВ и выше;

легкость ревизии и осмотра контактов;

взрыво- и пожаробезопасность;

удобство транспортировки и эксплуатации.

Выключатели высокого напряжения должны длительно выдерживать номинальный ток и номинальное напряжение $U_{ном}$.

В соответствии с ГОСТ 687—78Е выключатели характеризуются следующими параметрами.

1. Номинальный ток отключения $I_{отк.ном}$ — наибольший ток КЗ (действующее значение), который выключатель способен отключить при напряжении, равном наибольшему рабочему напряжению при заданных условиях восстанавливающегося напряжения и заданном цикле операций. В гл. 3 было показано, что ток КЗ состоит из периодической и аperiodической составляющих. Номинальный ток отключения определяется действующим значением периодической составляющей в момент расхождения контактов.

2. Допустимое относительное содержание аperiodической составляющей тока в токе отключения $\beta_{ном}$ %, которое определяется по кривой рис. 4.33:

Нормированное значение β_n определяется для момента расхождения контактов (см. подразд. 3.3).

Если $\tau > 0,09$ с, то принимают $\beta_{норм} = 0$.

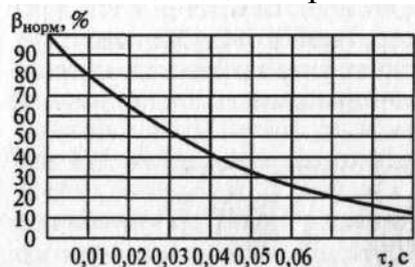


Рис. 4.33. Нормированное содержание аperiodической составляющей

3. Цикл операций — выполняемая выключателем последовательность коммутационных операций с заданными интервалами между ними.

В эксплуатации выключатель может неоднократно включаться на существующее КЗ с последующим отключением, поэтому ГОСТ 687—78Е предусматривает для выключателей определенный цикл операций.

Если выключатели предназначены для автоматического повторного включения (АПВ), то должны быть обеспечены циклы:

О - 180 с - ВО - 180 с - ВО;

О - $t_{бт}$ - ВО - 180 с - ВО.

Выключатели с $U_{ном} < 220$ кВ должны также выполнять цикл:

О - $t_{бт}$ - ВО - 20 с - ВО.

Выключатели без АПВ должны выдерживать цикл:

О - 180 с - ВО - 180 с - ВО,

где О — операция отключения; ВО — операция включения и немедленного отключения; 20, 180 — промежутки времени в секундах; $t_{бт}$ — гарантируемая для выключателей минимальная бестоковая пауза при АПВ (время от погасания дуги до появления тока при последующем включении). Для выключателей с АПВ $t_{бт}$ должно быть в пределах 0,3 — 1,2 с, для выключателей с БАПВ — 0,3 с.

4. Стойкость при сквозных токах характеризуется токами термической стойкости $I_{тер}$ и электродинамической стойкости $I_{дин}$ (действующее значение), $i_{дин}$ — наибольший пик (амплитудное значение); эти токи выключатель выдерживает во включенном положении без повреждений, препятствующих дальнейшей работе.

Завод-изготовитель должен выдерживать соотношение

$$i_{дин} = 2,25 I_{откл.ном}$$

5. Номинальный ток включения — ток КЗ, который выключатель с соответствующим приводом способен включить без приваривания контактов и других повреждений, при $U_{ном}$ и заданном цикле. В каталогах приводится действующее значение этого тока $I_{вкл.ном}$ и амплитудное значение $i_{вкл.ном}$.

Выключатели конструируются таким образом, что соблюдаются условия:

$$I_{\text{вкл.ном}} \geq I_{\text{откл.ном}} ; i_{\text{вкл.ном}} \geq 1,8\sqrt{2} I_{\text{откл.ном}}$$

6. Собственное время отключения $t_{\text{с.в}}$ — интервал времени от момента подачи команды на отключение до момента прекращения соприкосновения дугогасящих контактов.

Время отключения $t_{\text{откл.в}}$ — интервал времени от подачи команды на отключение до момента погасания дуги во всех полюсах.

Время включения $t_{\text{вкл.в}}$ — интервал времени от момента подачи команды на включение до возникновения тока в цепи.

7. Параметры восстанавливающегося напряжения определяются в соответствии с нормированными характеристиками собственного переходного восстанавливающегося напряжения (ПВН).

8. Выключатели, не предназначенные для АПВ, должны допускать не менее пяти операций ВО при токах КЗ $(0,6— 1)/ I_{\text{откл.ном}}$ без осмотра дугогасительного устройства. Выключатели, предназначенные для АПВ, должны допускать в тех же условиях от 6 до 10 операций ВО в зависимости от $I_{\text{откл.ном}}$ (ГОСТ 687—78Е, табл. 4).

В ГОСТ 687—78Е приведены также другие требования к конструкции выключателей и методы их испытаний.

Масляные баковые выключатели

Первыми выключателями в цепях высокого напряжения были масляные баковые выключатели без специальных устройств для гашения дуги. Контактная система размещалась в стальном заземленном баке, залитом изоляционным маслом, которое служило для гашения дуги и изоляции токоведущих частей друг от друга и от заземленного бака. При отключении возникает дуга между контактами, которая разлагает и испаряет масло, образуется газопаровой пузырь с давлением внутри 0,5— 1 МПа, в котором охлаждается и гаснет дуга. Отключающая способность таких выключателей невелика, например выключатель ВМЭ-6-200 имеет $I_{\text{откл.ном}} = 4$ кА. Значительного увеличения отключающей способности можно достигнуть применением дугогасительных камер. Рассмотрим устройство выключателя С-35-630-10 ($U_{\text{ном}} = 35$ кВ, $I_{\text{ном}} = 630$ А, $I_{\text{откл.ном}} = 10$ кА).

На рис. 4.34 показан разрез полюса и дугогасительная двухразрывная подвижная камера (см. рис. 4.34, б). Каждый полюс собран на массивной чугунной крышке (см. рис. 4,34 а). К крышке подвешивается бак, внутренние стенки которого изолированы электрокартоном. Под крышкой установлен приводной механизм с системой рычагов, обеспечивающий прямолинейное движение штанги. Механизмы всех трех полюсов соединены тягами между собой и с приводом выключателя. Через отверстия в крышках пропущены вводы, на концах которых укреплены неподвижные Г-образные контакты с металлокерамическими напайками. На каждом вводе под крышкой установлен встроенный трансформатор тока. К нижней части штанги из изолирующего материала прикреплена дугогасительная камера, состоящая из двух корпусов, соединенных стяжными болтами. На рис. 4.34, б показан

корпус дугогасительной камеры. Внутренняя полость камеры облицована дугостойким изоляционным материалом. В камере установлен подвижный контакт 6 в виде перемычки, опирающийся на четыре контактные пружины 7. В местах соприкосновения с неподвижным контактом 8 напаяны металлокерамические пластины. При отключении штанга 1 опускается вниз вместе с камерой 4, в результате чего образуются два разрыва и загорается дуга в камере (см. рис. 4.34 б). Давление в камере резко возрастает, и как только откроются боковые выхлопные отверстия 5, создается поперечное дутье. При отключении больших токов это дутье энергично и дуга гаснет. Если отключаются малые токи, то после выхода неподвижных контактов из камеры через выхлопные отверстия 3 создается продольное дутье, обеспечивающее гашение дуги. В дугогасительном устройстве есть воздушная подушка — небольшая металлическая камера 2, заполненная воздухом и сообщающаяся с основным объемом дугогасительной камеры, заполненной маслом. В продольном разрезе камеры каналов, по которым осуществляется эта связь, не видно. В первый момент загорания дуги, когда давление резко возрастает, часть масла сжимает воздух, это несколько снижает удар в стенки камеры, а в моменты, когда ток в дуге проходит через нуль и давление в области дуги уменьшается, сжатый воздух выталкивает масло и создает дополнительное дутье.

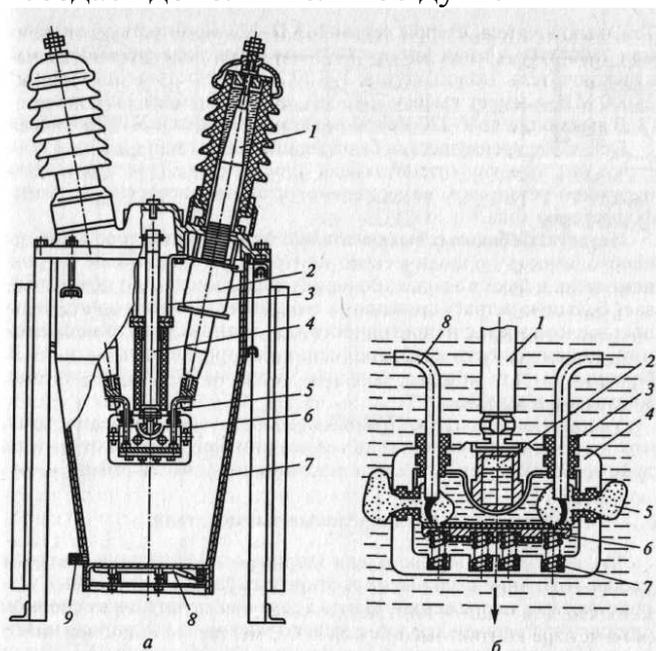


Рис. 4.34. Выключатель баковый масляный С-35-630-10:

a — разрез полюса: 1 — ввод; 2 — трансформатор тока; 3 — корпус приводного механизма; 4 — штанга; 5 — неподвижный контакт; 6 — дугогасительная камера; 7 — внутрибаковая изоляция; 8 — нагревательное устройство; 9 — маслоспускное устройство; *б* — дугогасительная камера в процессе отключения: 1 — штанга; 2 — воздушная подушка; 3 — выхлопные отверстия; 4 — камера; 5 — боковые выхлопные отверстия; 6 — подвижный контакт; 7 — контактные пружины; 8 — неподвижный контакт

После гашения дуги продукты разложения масла выходят из камеры, проходят слой масла в баке, охлаждаются и через специальные газоотводы в крышках выбрасываются наружу. Камера заполняется маслом, и выключатель готов к следующему циклу операций.

Кроме серии выключателей С-35, изготавливаются баковые масляные выключатели серии У-35, У-ПО, У-220. Выключатели этих серий рассчитаны

на номинальные токи 2000 и 3200 А и токи отключения до 50 кА. Габариты выключателей значительно уменьшены за счет применения современных материалов и пластмасс.

Так, выключатель старой серии МКП-220 мощностью отключения 7000 МВ-А имел высоту 8295 мм и бак диаметром 2500 мм, а выключатель новой серии У-220 с мощностью отключения 25000 МВ А имеет высоту 7015 мм, а диаметр бака 1800 мм.

В выключателе У-220 на три полюса содержится 27000 кг масла.

Основные преимущества баковых выключателей: простота конструкции, высокая отключающая способность, пригодность для наружной установки, возможность установки встроенных трансформаторов тока.

Недостатки баковых выключателей: взрыво- и пожароопасность; необходимость периодического контроля за состоянием и уровнем масла в баке и вводах; большой объем масла, что обуславливает большую затрату времени на его замену, необходимость больших запасов масла; непригодность для установки внутри помещений; непригодность для выполнения быстродействующего АПВ; большая затрата металла, большая масса, неудобство перевозки, монтажа и наладки.

Указанные недостатки баковых выключателей привели к тому, что на вновь сооружаемых объектах они не применяются, а на действующих заменяются маломасляными и элегазовыми.

4.6.3. Маломасляные выключатели

Маломасляные выключатели (горшковые) получили широкое распространение в закрытых и открытых распределительных устройствах всех напряжений. Масло в этих выключателях в основном служит дугогасящей средой и только частично изоляцией между разомкнутыми контактами. Изоляция токоведущих частей друг от друга и от заземленных конструкций осуществляется фарфором или другими твердыми изолирующими материалами. Контакты выключателей для внутренней установки находятся в стальном бачке (горшке), отсюда сохранилось название выключателей «горшковые». Маломасляные выключатели напряжением 35 кВ и выше имеют фарфоровый корпус. Самое широкое применение имеют выключатели 6—10 кВ подвесного типа (рис. 4.35, а, б). В этих выключателях корпус крепится на фарфоровых изоляторах к общей раме для всех трех полюсов. В каждом полюсе предусмотрен один разрыв контактов и дугогасительная камера.

По типу, показанному на рис. 4.35, а, б, изготавливают выключатели ВМГ-10 (выключатель масляный горшковый), ВПМ-10 (подвесной масляный).

По конструктивной схеме, приведенной на рис. 4.35, в, изготавливаются выключатели серии ВМП (выключатель маломасляный подвесной). При больших номинальных токах обойтись одной парой контактов (которые выполняют роль рабочих и дугогасительных) трудно, поэтому предусматривают рабочие контакты снаружи выключателя, а дугогасительные — внутри металлического бачка. При больших

отключаемых токах на каждый полюс имеются два дугогасительных разрыва (рис. 4.35, г). По такой схеме выполняются выключатели серий МГГ и МГ на напряжение до 20 кВ включительно. Массивные внешние рабочие контакты 4 позволяют рассчитать выключатель на большие номинальные токи (до 12000 А).

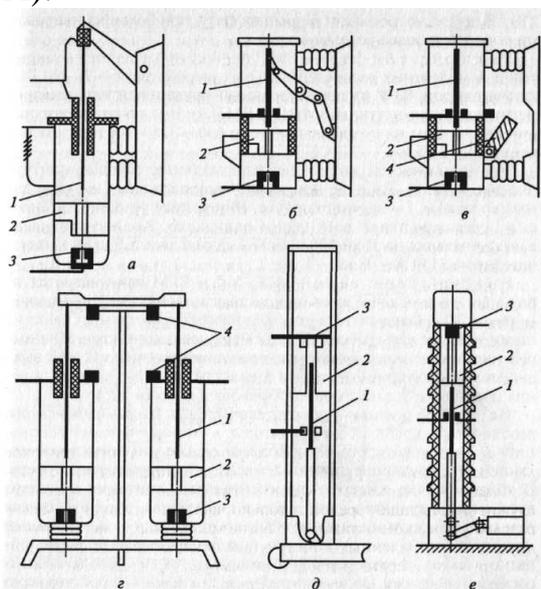


Рис. 4.35. Конструктивные схемы маломаляных выключателей (а — е):
1 — дугогасительные контакты; 2 — дугогасительная камера; 3 — неподвижные контакты; 4 — рабочие контакты

Специально для КРУ выдвигного исполнения разработаны и изготавливаются колонковые маломаляные выключатели серии ВК по схеме рис. 4.35, д.

Для установок 35 кВ и выше корпус колонковых выключателей фарфоровый, заполненный маслом (рис. 4.35, е). В выключателях 35,

110 кВ предусмотрен один разрыв на фазу, при больших напряжениях — два и более разрывов.

Выключатели серии ВМП широко применяются в закрытых и комплектных распределительных устройствах 6—10 кВ. Выключатели для КРУ имеют встроенный пружинный или электромагнитный привод (типы ВМПП и ВМПЭ). Выключатели этих серий рассчитаны на номинальные токи 630 — 3150 А и токи отключения 20 и 31,5 кА.

Эти выключатели имеют два параллельных токовых контура (см рис 4 35, в). Рабочие контакты 4 расположены снаружи, дугогасительные 1 - внутри корпуса. Внутреннее устройство полюса для выключателей всей серии одинаково. Количество масла в выключателях на токи 630- 1600 А составляет 5,5 кг, в выключателях на 3150 А — 8 кг.

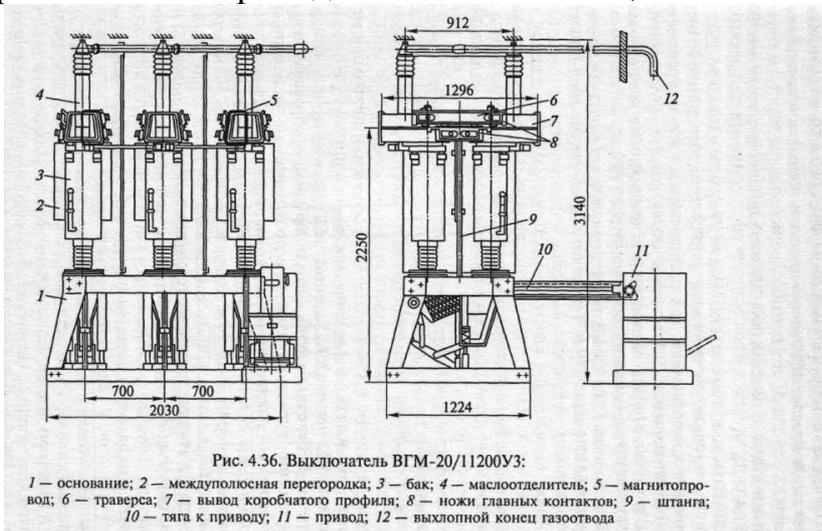
Выключатели серий МГГ, МГ и ВГМ изготавливаются на большие номинальные токи по конструктивной схеме, показанной на рис. 4.35, г. Выключатели этих серий имеют два стальных бачка на полюс и по две пары рабочих и дугогасительных контактов. Мощные рабочие контакты позволяют увеличить номинальный ток этих выключателей, а двукратный разрыв тока и специальные камеры гашения приводят к увеличению отключающей способности.

На рис. 4.36 показан выключатель ВГМ-20. Шесть бачков этого

выключателя крепятся на изоляторах к металлическому основанию 7, внутри которого расположены рычажный приводной механизм, отключающие пружины, масляный и пружинный буфера. В каждой бачке имеются дугогасительные контакты и камера встречно-поперечного дутья. Газы и пары масла, образовавшиеся при гашении дуги, поступают в маслоотделитель 4, заполненный фарфоровыми шариками. Масло конденсируется и попадает обратно в бачок, а газы через выхлопной конец газоотвода 12 выбрасываются наружу. Ошиновка распределительного устройства через гибкие компенсаторы присоединяется к выводам коробчатого профиля 7. На крайних фазах установлены магнитопроводы 5 из электротехнической стали, которые обеспечивают равномерное токораспределение по контактным системам. Главные контакты (ножи) расположены снаружи на траверсе 6 и связаны изоляционной штангой 9 с приводным механизмом.

В выключателях этой серии два контура тока — главный и дугогасительный. Когда выключатель включен, большая часть тока проходит по главному контуру вследствие меньшего сопротивления цепи. При отключении выключателя сначала размыкаются рабочие контакты, но дуга между ними не образуется, так как ток продолжает проходить в дугогасительном контуре. При включении первыми замыкаются дугогасительные контакты, а затем рабочие.

Для управления выключателями этой серии применяются электромагнитные приводы ПС-31 или ПЭ-2, ПЭ-21.



По той же конструктивной схеме (см. рис. 4.35, г) изготавливаются выключатели МГУ, рассчитанные на большие номинальные токи 6300, 11200 А, отключающую способность 90 кА, электродинамическую стойкость 300, 320 кА, термическую стойкость 90, 105 кА [1.3].

Маломасляные выключатели колонкового типа ВК-10 с пружинным приводом и ВКЭ-10 с электромагнитным приводом предназначены для применения в КРУ внутренней и наружной установки.

Выключатели масляные колонковые серии ВМК, ВМУЭ применяются в установках 35 кВ.

В установках 110 и 220 кВ находят применение выключатели серии

ВМТ (рис. 4.37, а). Три полюса выключателя ВМТ-110 установлены на общем сварном основании 4 и управляются пружинным приводом 1. Полюс выключателя представляет собой маслонаполненную колонну, состоящую из опорного изолятора 2, дугогасительного устройства 3, механизма управления 5 и электроподогревательных устройств.

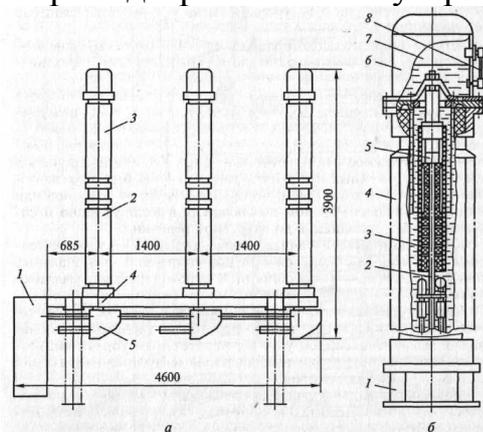


Рис. 4.37. Выключатель маломасляный ВМТ-110:
а — общий вид; 1 — пружинный привод; 2 — опорный изолятор; 3 — дугогасительное устройство; 4 — основание выключателя; 5 — механизм управления; *б* — дугогасительный модуль; 1 — токоотвод; 2 — подвижной контакт; 3 — дугогасительная камера; 4 — полый фарфоровый изолятор; 5 — неподвижный контакт; 6 — колпак; 7 — буферный объем; 8 — указатель уровня масла

Дугогасительное устройство (модуль) состоит из токоотвода 1 (рис. 4.37, б), связанного через токосъемные устройства с подвижным контактом 2, дугогасительной камеры 3 встречно-поперечного дутья, неподвижного контакта 5. Все эти элементы расположены в полем фарфоровом изоляторе 4, заполненном трансформаторным маслом и закрытом сверху колпаком 6. Колпак снабжен манометром для контроля избыточного давления в дугогасительном устройстве, устройством для заполнения сжатым газом, выпускным автоматическим клапаном, указателем уровня масла 8. В процессе гашения дуги уровень масла поднимается, занимая частично буферный объем 7.

Внутри опорного изолятора 2 (см. рис. 4.37, а) размещены изоляционные тяги, связывающие подвижный контакт с механизмом управления.

Маслонаполненные колонны герметизированы и находятся под избыточным давлением газа (азота или воздуха). Избыточное давление поддерживает высокую электрическую прочность межконтактного промежутка, повышает износостойкость контактов, обеспечивает надежное отключение как токов КЗ, так и емкостных токов ненагруженных линий электропередачи. Избыточное давление создается сжатым газом, который подается от баллонов или компрессора, перед вводом выключателя в эксплуатацию и сохраняется без пополнения до очередной ревизии.

Конструкция маломасляных выключателей 35 кВ и выше продолжает совершенствоваться с целью увеличения номинальных токов и отключающей способности. В мировой практике маломасляные выключатели изготавливаются на напряжения до 420 кВ.

Достоинства маломасляных выключателей: небольшое количество масла; относительно малая масса; более удобный, чем у баковых

выключателей, доступ к дугогасительным контактам; возможность создания серии выключателей на разные напряжения с применением унифицированных узлов.

Недостатки маломасляных выключателей: взрыво- и пожароопасность, хотя и значительно меньшая, чем у баковых выключателей; невозможность осуществления быстродействующего АПВ; необходимость периодического контроля, доливки, относительно частой замены масла в дугогасительных бачках; трудность установки встроенных трансформаторов тока; относительно малая отключающая способность.

Область применения маломасляных выключателей — закрытые распределительные устройства электростанций и подстанций 6, 10,

20, 35 и 110 кВ, комплектные распределительные устройства 6, 10 и 35 кВ и открытые распределительные устройства 35, 110, 220 кВ.

Лекция 9. Воздушные выключатели

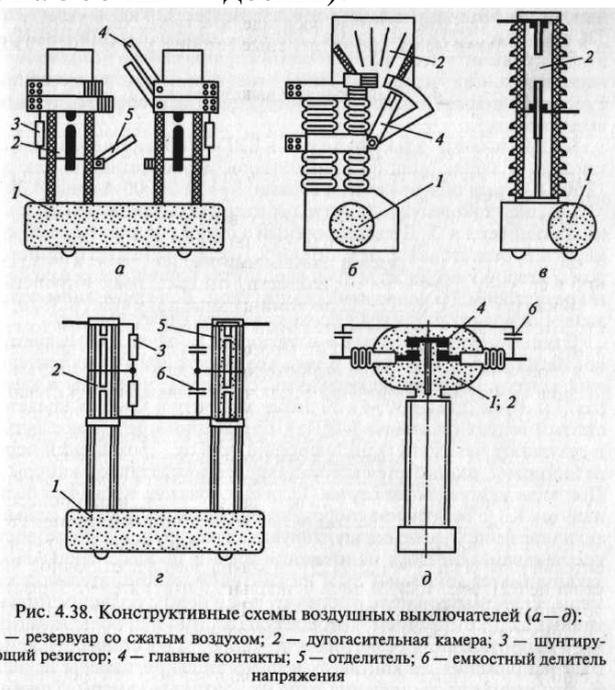
В воздушных выключателях гашение дуги происходит сжатым воздухом, а изоляция токоведущих частей и дугогасительного устройства осуществляется фарфором или другими твердыми изолирующими материалами.

Конструктивные схемы воздушных выключателей различны и зависят от их номинального напряжения, способа создания изоляционного промежутка между контактами в отключенном положении и способа подачи сжатого воздуха в дугогасительное устройство.

В выключателях на большие номинальные токи (рис. 4.38, а, б) имеются главный и дугогасительный контуры, как и в маломасляных выключателях МГ и ВГМ. Основная часть тока во включенном положении выключателя проходит по главным контактам 4, расположенным открыто. При отключении выключателя главные контакты размыкаются первыми, после чего весь ток проходит по дугогасительным контактам, заключенным в дугогасительной камере 2. К моменту размыкания этих контактов в камеру подается сжатый воздух из резервуара 1, создается мощное дутье, гасящее дугу. Дутье может быть продольным (см. рис. 4.38, а) или поперечным (см. рис. 4.38, б). Необходимый изоляционный промежуток между контактами в отключенном положении создается в дугогасительной камере путем разведения контактов на достаточное расстояние (см. рис. 4.38, б) или специальным отделителем 5, расположенным открыто (см. рис. 4.38, а). После отключения отделителя 5 прекращается подача сжатого воздуха в камеры и дугогасительные контакты замыкаются. Выключатели, выполненные по такой конструктивной схеме, изготавливаются для внутренней установки на напряжение 15 и 20 кВ и ток до 20000 А (серия ВВГ), а также на 35 кВ (ВВЭ-35-20/1600УЗ).

В выключателях для открытой установки дугогасительная камера расположена внутри фарфорового изолятора, причем на напряжение 35 кВ достаточно иметь один разрыв на фазу (рис. 4.38, в), на 110 кВ — два разрыва на фазу (рис. 4.38, г). Различие между этими конструкциями состоит в том, что в выключателе 35 кВ изоляционный промежуток создается в

дугогасительной камере 2, а в выключателях напряжением 110 кВ и выше после гашения дуги размыкаются контакты отделителя 5 и камера отделителя остается заполненной сжатым воздухом на все время отключенного положения, при этом в дугогасительную камеру сжатый воздух не подается и контакты в ней замыкаются. По конструктивной схеме рис. 4.38, г созданы выключатели серии ВВ на напряжение до 500 кВ. Чем выше номинальное напряжение и чем больше отключаемая мощность, тем больше разрывов необходимо иметь в дугогасительной камере и в отделителе (на 330 кВ — восемь; на 500 кВ — десять).



В рассмотренных конструкциях воздух подается в дугогасительные камеры из резервуара, расположенного около основания выключателя. Если контактную систему поместить в резервуар сжатого воздуха, изолированный от земли, то скорость гашения дуги значительно увеличится. Такой принцип заложен в основу серии выключателей ВВБ (рис. 4.38, д). В этих выключателях нет отделителя. При отключении выключателя дугогасительная камера 2, являющаяся одновременно резервуаром сжатого воздуха, сообщается с атмосферой через дутьевые клапаны, благодаря чему создается дутье, гасящее дугу. В отключенном положении контакты находятся в среде сжатого воздуха. По такой конструктивной схеме созданы выключатели до 750 кВ. Количество дугогасительных камер (модулей) зависит от напряжения: 110 кВ — одна; 220, 330 кВ — две; 500 кВ — четыре; 750 кВ — шесть (в серии ВВБК).

Для равномерного распределения напряжения по разрывам используют омические 3 и емкостные 6 делители напряжения. Рассмотрим более подробно конструкции некоторых воздушных выключателей.

Воздушный выключатель ВВГ-20 предназначен для установки в цепях мощных генераторов и рассчитан на ток до 12500 А, а при обдуве вентиляторами 1 — на 20000 А (рис. 4.39).

Главный токоведущий контур состоит из контактных выводов 4 и разъединителя 5. Дугогасительный контур состоит из двух камер 3 и 8, резисторов 2, отделителя 9. Последовательно с резистором 2 второй камеры включена вспомогательная камера 6 со своим резистором 7 и искровым промежутком. Во включенном положении основная часть тока проходит по главному контуру.

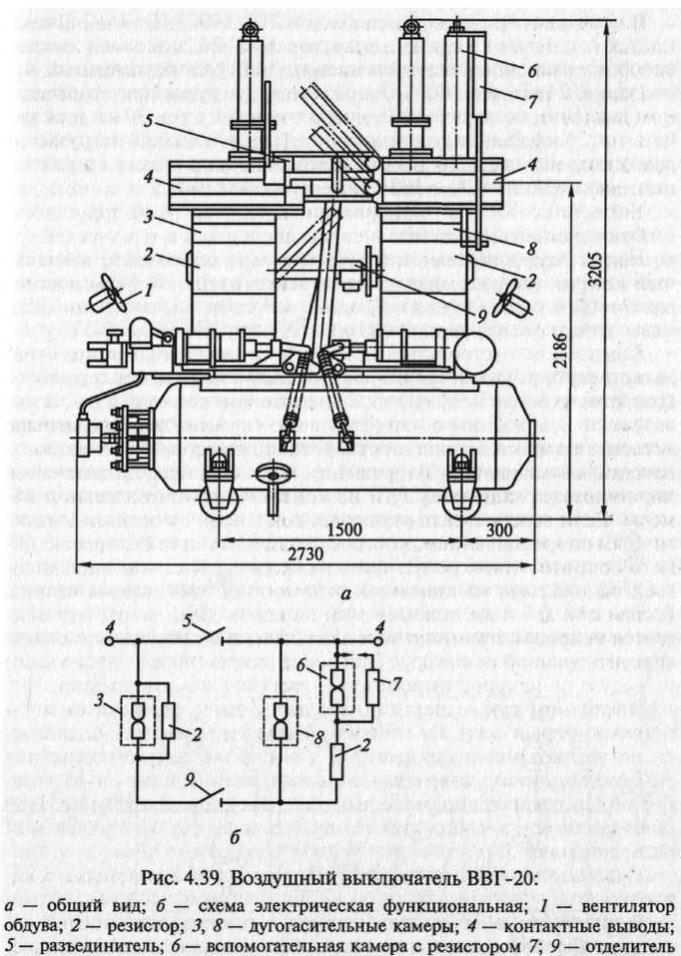
Отключение происходит в следующем порядке: размыкаются контакты разъединителя 5, и весь ток переходит в дугогасительный контур, где размыкаются дугогасительные контакты в камерах 3 и 8 (см. рис. 4.39, б). К этому моменту в камеры подается сжатый воздух (давление 2 МПа), создающий продольное дутье, в результате чего дуга гаснет через 0,01 с. Ток, проходящий через резисторы 2, разрывается контактами вспомогательной камеры 6. При этом возможны два случая. Если выключатель отключает большой ток КЗ, а реактивное сопротивление цепи значительно меньше активного сопротивления шунтирующих резисторов 2, то скорость восстанавливающегося напряжения мала и процесс отключения заканчивается гашением дуги на контактах вспомогательной камеры. Если выключатель отключает ток в цепи с большим индуктивным сопротивлением, которое соизмеримо или больше активного сопротивления резисторов, то скорость восстанавливающегося напряжения на контактах вспомогательной камеры велика. В этом случае после гашения дуги на контактах камеры 6 пробивается искровой промежуток и параллельно контактам включается шунтирующий резистор 7. При последующем переходе тока через нуль дуга на искровом промежутке гасится потоком воздуха.

Последним отключается нож отделителя 9, создавая окончательный разрыв цепи. После отключения отделителя прекращается подача воздуха в камеры 3 и 8 и подвижные контакты под действием пружин возвращаются во включенное положение. Полное время отключения этого выключателя составляет 0,17 с. При включении замыкается сначала нож отделителя 9, а затем нож разъединителя 5.

Гасительные камеры, резисторы укреплены на опорных изоляторах.

Выполнение операций включения и отключения, последовательность работы отдельных узлов обеспечиваются пневматической системой полюса. Рассмотренный выключатель не предназначен для АПВ.

В цепях генераторов находят применение специальные выключатели нагрузки (ВНСГ) с $U_{ном} = 15$ кВ, рассчитанные на включение генераторов при самосинхронизации ($i_{вкл} = 115$ кА) и выдерживающие большие сквозные токи КЗ ($I_{пр.с} = 480$ кА). Таким выключателем можно включать и отключать генератор под нагрузкой ($I_{ном} = 12000$ А), а также отключать токи КЗ до 31,5 кА. Выключатель ВНСГ компактно встраивается в комплектный токопровод. Гашение дуги осуществляется сжатым воздухом, имеющим давление 0,6 МПа.



В последнее время на энергоблоках 800, 1000 МВт АЭС применяется комплектный аппарат КАГ-24, основной частью которого является выключатель нагрузки, рассчитанный на напряжение 24 кВ, ток 30 кА. Выключатель нагрузки при номинальном давлении воздуха 2 МПа может отключать ток 30 кА и включать ток 75 кА (амплитудное значение). Выключатель нагрузки не предназначен для АПВ и выполнения полного цикла «отключение — включение»: О—180—ВО—180—ВО [4.4].

Устройство КАГ-24 встраивается в комплектный токопровод генераторного напряжения.

На рис. 4.40 показаны электрическая схема полюса КАГ-24. В состав каждого полюса входят выключатель нагрузки QW , разъединитель QS с одним встроенным заземлителем главной цепи QSG , пять трансформаторов напряжения TV типа ЗНОЛ-0,6-24УЗ.

Комплектное устройство КАГ-24 предназначено для оперативных коммутаций и измерений напряжения в цепи главных выводов генераторов 800 и 1000 МВт при нормальном режиме, а также для создания необходимого изоляционного промежутка в отключенном положении и заземления отсоединенного участка. Комплектное устройство имеет блокировки, запрещающие отключение и включение разъединителя QS при включенном выключателе нагрузки QW , отключение и включение заземляющего разъединителя QW при включенном выключателе QW или разъединителе QS .

При отключении тока первыми размыкаются главные контакты QW , ток устремляется по параллельному пути через контакты отделителя QR и

дугогасительные контакты $SQ1$, зашунтированные активным сопротивлением R (15 Ом) для снижения возможных перенапряжений при обрыве тока. После отключения $SQ1$, ограниченный сопротивлением R , отключается вспомогательными дугогасительными контактами $SQ2$, а затем отключается отделитель QR и в главной обесточенной цепи разъединитель QS . После отключения отделителя подача воздуха прекращается, и контакты $SQ1$ и $SQ2$ под действием своих пружин возвращаются во включенное положение. Собственное время отключения выключателя равно 0,15 с, время отключения разъединителя — 0,25 с.

Выключатель КАГ-24 без ревизии способен произвести 16 операций отключения при токе до 30 кА и 500 операций ВО при токе до 5 кА.

КАГ-24-30/30000УЗ имеет принудительный обдув.

Выключатели нагрузки генераторные значительно увеличивают гибкость и надежность схем блочных ТЭС и АЭС (см. под-разд. 5.4, 5.5).

Воздушные выключатели ВВ нашли широкое применение в установках 110—500 кВ. Их конструкция соответствует схеме рис. 4.38, г и отличается при разном напряжении количеством дугогасительных камер и камер воздушнонаполненного отделителя. Для отключения и гашения дуги в них используется воздух давлением 2—4 МПа.

В настоящее время выключатели этой серии постепенно вытесняются более совершенными и быстродействующими выключателями.

Во всех рассмотренных выключателях сжатый воздух из заземленного резервуара подается в дугогасительную камеру по изолированному воздухопроводу или внутренней полости изолятора, длина которых зависит от номинального напряжения выключателя. Время заполнения камеры сжатым воздухом зависит от давления воздуха в резервуаре и от длины воздухопровода. В выключателях 35 и 110 кВ это время составляет 0,003–0,005 с, в выключателях 150–220 кВ – 0,007—0,01 с, в выключателях 330—500 кВ — 0,013—0,014 с. Увеличение времени заполнения камеры увеличивает собственное время отключения выключателя, при этом ухудшается основной показатель воздушного выключателя — быстродействие.

Выключатели серии ВВБ (см. рис. 4.38, д) имеют изолированный от земли резервуар сжатого воздуха, внутри которого находится контактная система. Поэтому собственное время отключения этих выключателей сверхвысокого напряжения меньше, чем у выключателей серии ВВ. Давление воздуха в гасительной камере в выключателях ВВ из-за постепенной его подачи к моменту гашения дуги равно примерно половине номинального. В выключателях ВВБ давление воздуха к моменту гашения равно номинальному, поэтому эти выключатели имеют большую мощность отключения!

В настоящее время выключатели серии ВВБ модернизированы. Новые выключатели ВВБК (крупномодульные) работают при давлении воздуха 4 МПа, а в камере гашения дуги, кроме основного дутья, как и в серии ВВБ, имеется дополнительное дутье через неподвижные контакты с продувкой продуктов горения через полые токоведущие стержни вводов. Это позволило

увеличить отключаемый ток до 50 — 56 кА, а количество модулей в полюсе снизить: на 330 кВ вместо четырех модулей (ВВБ) в серии ВВБК — два модуля, на 500 кВ вместо шести модулей — четыре, на 750 кВ вместо восьми — шесть.

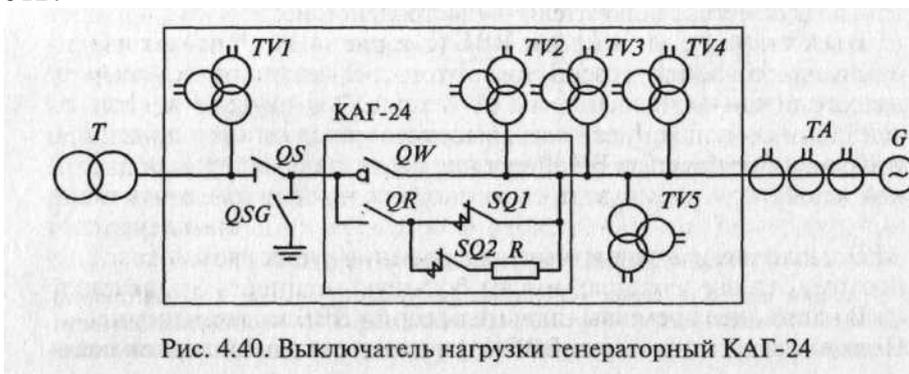


Рис. 4.40. Выключатель нагрузки генераторный КАГ-24

На рис. 4.41 показан полюс выключателя ВВБК-220, состоящий из двух дугогасительных модулей 3, расположенных на опорном изоляторе 1. Делительные конденсаторы 4 служат для выравнивания напряжения по разрывам дугогасительных камер в процессе гашения дуги и в отключенном положении.

Рядом с опорным изолятором расположена колонка управления 2, в которой находится стеклопластиковый воздухопровод, постоянно подающий сжатый воздух в камеры 3. Внутри воздухопровода проходит стеклопластиковая тяга, служащая для подачи управляющего воздействия от шкафа управления полюса к блокам управления дугогасительных устройств. Механическая система управления контактами позволила снизить полное время отключения на 0,02 с (110 кВ) и 0,04 с (220 кВ).

На напряжение 750, 1150 кВ ОАО ВО «Электроаппарат» разработаны подвесные выключатели на основе модулей ВВБК.

Выключатель на напряжение 1150 кВ состоит из шести модулей ВВБК, подвешенных на портале. В каждом полуполюсе три модуля, колонна питания сжатым воздухом и колонна управления. В выключателе применена пневмосветовая система управления, которая позволяет уменьшить время отключения выключателя за счет уменьшения времени передачи командного импульса ($t_{откл.с} = 0,022$ с).

Модульный принцип рассмотренной серии позволяет при необходимости быстро заменить вышедший из строя модуль на новый. Длительность ремонта при этом заметно уменьшается, а это увеличивает надежность работы установки в целом.

Выключатели серии ВНВ имеют укрупненный двухраз-рывный дугогасительный модуль на напряжение 220 — 250 кВ. Все выключатели этой серии на 110— 1150 кВ komponуются из резервуара со шкафом управления и опорной изоляционной колонки, на который смонтирован дугогасительный модуль. Полюс выключателя на 220 кВ имеет одну опорную колонку с одним двухразрывным модулем (рис. 4.42), на 500 кВ — две опорные колонки и два модуля, на 750 кВ — три колонки и три модуля, на 1150 кВ — пять колонок и пять модулей. Полюс выключателя на 110 кВ имеет одnorазрывный модуль.

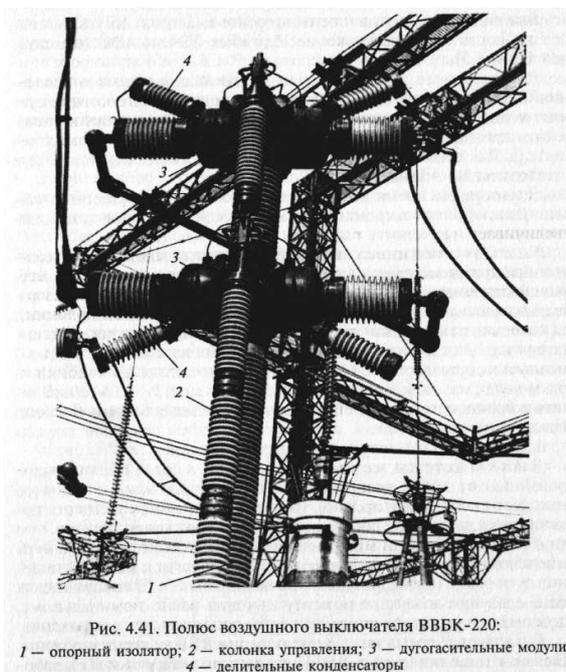


Рис. 4.41. Полюс воздушного выключателя ВВБК-220:
1 — опорный изолятор; 2 — колонка управления; 3 — дугогасительные модули;
4 — делительные конденсаторы

Дугогасительный модуль — это двухразрывная камера, контактная система которой находится постоянно в среде сжатого воздуха (4 МПа) как во включенном, так и в отключенном положении. Контакты смонтированы в металлическом резервуаре, на котором установлены контейнеры с шунтирующими резисторами 4 и коммутирующими их механизмами, также заполненные сжатым воздухом. Токоведущие части присоединены к контактной системе с помощью изолирующих вводов 6. Гашение дуги в камере осуществляется двусторонним дутьем сжатым воздухом, выбрасываемым через внутренние полости контактов и выхлопные клапаны в атмосферу. Контакты имеют двукратное движение: при гашении дуги разрыв между контактами имеет минимальное значение, чем обеспечивается интенсивное дутье, после окончания гашения дуги подвижный контакт перемещается на максимальное расстояние, обеспечивая необходимую электрическую прочность.

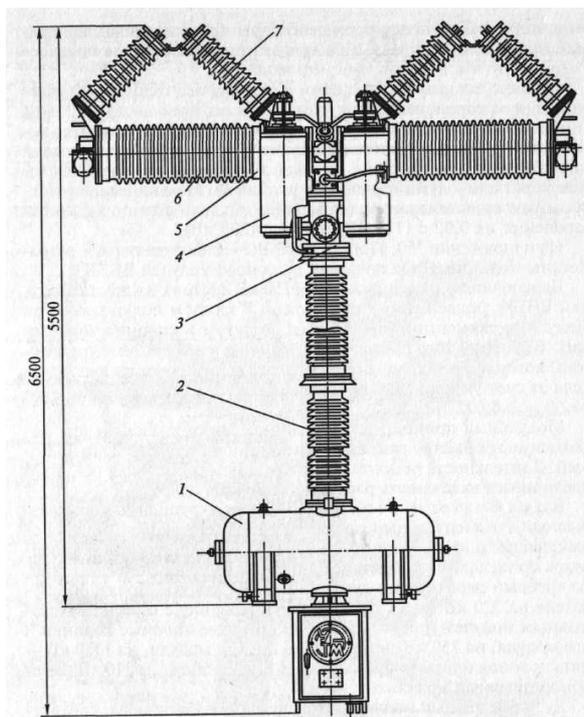


Рис. 4.42. Полюс воздушного выключателя ВНВ-220:
 1 — резервуар; 2 — изолятор; 3 — механизм привода; 4 — блок шунтирующих резисторов; 5 — камера гасительная; 6 — изолирующий ввод; 7 — конденсатор

Пневмомеханическое устройство, примененное в выключателе ВНВ уменьшает собственное время отключения до 0,02—0,025 с.

Распределение напряжения между дугогасительными разрывами осуществляется с помощью параллельно включенных конденсаторов 7.

Все фарфоровые покрышки разгружены от воздействия сжатого воздуха и динамических нагрузок стеклоэпоксидными цилиндрами.

Кроме выключателей на опорных изоляторах разработаны конструкции подвесных выключателей с модулями серии ВНВ, которые обеспечивают значительную экономию площади ОРУ.

Выключатели серии ВНВ рассчитаны на ток отключения 40—63 кА. По сравнению с выключателями ВВБ эти выключатели имеют меньшую массу и меньшие габариты.

Воздушные выключатели имеют следующие достоинства: взрыво- и пожаробезопасность, быстродействие и возможность осуществления быстродействующего АПВ, высокую отключающую способность, надежное отключение емкостных токов линий, малый износ дугогасительных контактов, легкий доступ к дугогасительным камерам, возможность создания серий из крупных узлов, пригодность для наружной и внутренней установки.

Недостатками воздушных выключателей являются: необходимость компрессорной установки, сложная конструкция ряда деталей и узлов, относительно высокая стоимость, трудность установки встроенных трансформаторов тока.

Лекция 10. Электромагнитные выключатели

Электромагнитные выключатели для гашения дуги не требуют ни масла, ни сжатого воздуха, что является большим преимуществом их перед другими типами выключателей. Выключатели этого типа выпускают на

напряжение 6—10 кВ, номинальный ток до 3600 А и ток отключения до 40 кА.

На рис. 4.43, а показан выключатель ВЭ-10-40, установленный на тележке и предназначенный для ячейки КРУ. На сварном основании 7, установленном на катках, крепятся привод 13, три полюса 5, состоящих из двух изоляционных стоек, на которых крепятся два проходных эпоксидных изолятора 6 с розеточными контактами. На верхнем изоляторе смонтированы неподвижные контакты 7, на нижнем — подвижные контакты 4, связанные изоляционной тягой 10 с валом выключателя 12. Последний соединен с приводом 13 с помощью рычагов 11 и тяг.

Дугогасительные камеры скрепляются на неподвижном контакте и специальных стойках. Каждый полюс изолирован кожухом. Передняя часть кожуха обшита металлическим листом, надежно заземленным вместе с рамой выдвигного элемента КРУ. Цепи вторичной коммутации заключены в металлический шланг и заканчиваются штепсельным разъемом 9.

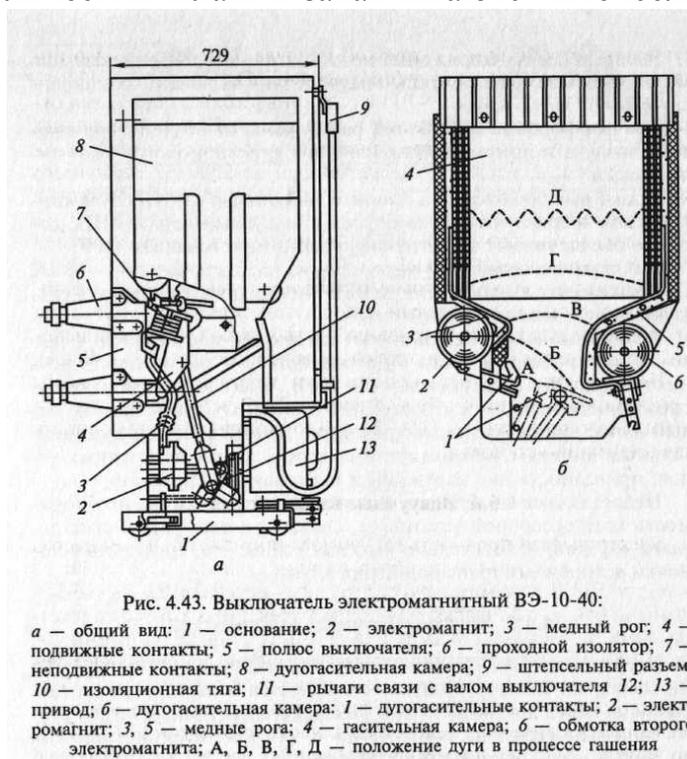


Рис. 4.43. Выключатель электромагнитный ВЭ-10-40:

а — общий вид: 1 — основание; 2 — электромагнит; 3 — медный рог; 4 — подвижные контакты; 5 — полюс выключателя; 6 — проходной изолятор; 7 — неподвижные контакты; 8 — дугогасительная камера; 9 — штепсельный разъем; 10 — изоляционная тяга; 11 — рычаги связи с валом выключателя 12; 13 — привод; б — дугогасительная камера: 1 — дугогасительные контакты; 2 — электромагнит; 3, 5 — медные рога; 4 — гасительная камера; 6 — обмотка второго электромагнита; А, Б, В, Г, Д — положение дуги в процессе гашения

При отключении выключателя размыкаются главные контакты, а затем дугогасительные 1 (рис. 4.43, б). Возникшая дуга А действием электродинамических сил токоведущего контура и воздушных потоков выдувается вверх в дугогасительную камеру (положение дуги Б), при этом в цепь между медным рогом 3 и контактом включается обмотка электромагнита 2. Созданное поперечное магнитное поле перемещает дугу в положение В — между левым 3 и правым 5 медными рогами. Включенная вторая обмотка 6 усиливает магнитное поле, дуга втягивается внутрь гасительной камеры 4 с керамическими пластинами, растягивается, попадает в узкую щель и гаснет при очередном переходе тока через нуль. При отключении малых токов (до 1000 А) напряженность магнитного поля невелика и не может обеспечить быстрое втягивание дуги в камеру. Гашение

дуги в этом случае обеспечивается

дутьевым устройством 2 с трубкой поддува 3, через которую подается поток воздуха на дугу (см. рис. 4.43, б).

Выключатели серии ВЭ-10 на различные токи отключения отличаются размерами дугогасительных камер. При номинальных токах 1600 А и выше рабочие контакты имеют серебряные напайки. Выводные контакты у выключателей до 2500 А розеточного типа, у выключателей на 3600 А — пальцевые, без проходных изоляторов.

Приводы выключателей ВЭ-10 — пружинные, выключателей ВЭЭ-6 — электромагнитные.

Достоинства электромагнитных выключателей: полная взрыво- и пожаробезопасность, малый износ дугогасительных контактов, пригодность для работы в условиях частых включений и отключений, относительно высокая отключающая способность (20—40 кА).

Недостатки: сложность конструкции дугогасительной камеры с системой магнитного дутья, ограниченный верхний предел номинального напряжения (15 — 20 кВ), ограниченная пригодность для наружной установки.

Вакуумные выключатели

Электрическая прочность вакуумного промежутка во много раз больше, чем воздушного при атмосферном давлении. Это свойство используется в вакуумных дугогасительных камерах КДВ (рис. 4.44). Рабочие контакты 7 имеют вид полных усеченных конусов с радиальными прорезями. Такая форма контактов при размыкании создает радиальное электродинамическое усилие, заставляющее перемещаться дугу через зазоры 3 на дугогасительные контакты 2. Материал контактов подобран так, чтобы уменьшить количество испаряющегося металла. Вследствие глубокого вакуума (10^{-4} — 10^{-6}) происходит быстрая диффузия заряженных частиц в окружающее пространство, и при первом переходе тока через нуль дуга гаснет.

Подвод тока к контактам осуществляется с помощью медных стержней 4 и 5. Подвижный контакт крепится к верхнему фланцу 6 с помощью сильфона 7 из нержавеющей стали. Металлические экраны 8 и 9 служат для выравнивания электрического поля и для защиты керамического корпуса 10 от напыления паров металла, образующихся при горении дуги. Экран 8 крепится к корпусу камеры с помощью кольца 11. Поступательное движение верхнему контакту обеспечивается корпусом 12. Ход подвижного контакта составляет 12 мм.

На основе рассмотренной выше вакуумной дугогасительной камеры выпускаются выключатели напряжением 6—10 кВ с номинальным током до 3200 А и током отключения до 40 кА.

Вакуумные выключатели 6—10 кВ широко применяются для замены маломасляных и электромагнитных выключателей в комплектных распределительных устройствах, для чего они комплектуются на выкатных тележках 1 (рис. 4.45).

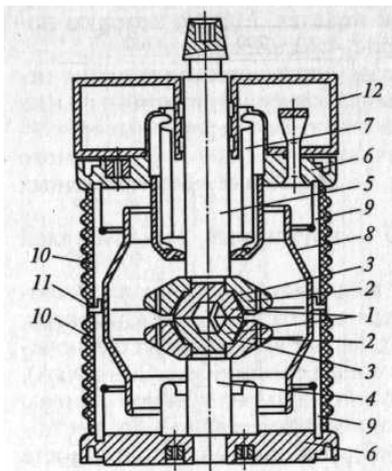


Рис. 4.44. Вакуумная дугогасительная камера КДВ-10-1600-20:

1 — рабочие контакты; 2 — дугогасительные контакты; 3 — зазоры; 4, 5 — токоведущие стержни; 6 — верхний фланец; 7 — сильфон; 8, 9 — экраны; 10 — керамический корпус; 11 — крепежное кольцо; 12 — корпус

Дугогасительная камера 7 укреплена на токовыводах в изоляционном каркасе 6 и системой рычагов связана с приводом. При включении сначала происходит заводка пружинно-моторного привода до положения «Готов». После этого подается сигнал на включение на ИДУУ (индукционно-динамическое устройство управления), которое, разряжаясь, сбивает удерживающую защелку на приводе, пружины поворачивают кулачковый вал 9, который воздействует на рычаг вала выключателя. Вал, поворачиваясь, через систему рычагов и изоляционные тяги 3 воздействует на подвижный контакт КДВ, выключатель включается. Отключение производится кнопкой отключения 10, которая выбивает удерживающую защелку, а отключающая пружина 13 через систему рычагов возвращает подвижный контакт камеры в отключенное состояние. Управление выключателем может осуществляться вручную или дистанционно. Рассмотренный выключатель может отключать и включать ток КЗ 31,5 кА, полное время отключения 0,04 с, время включения 0,03 с. Коммутационный ресурс: число циклов В — t_n — О номинального тока равно 30000, число циклов В и О тока отключения — 50. Срок службы до среднего ремонта составляет 15 лет.

Выключатель ВВП — быстродействующий, устанавливается в ячейках КРУ секционных и на вводах в совокупности с быстродействующим АВР и служит для замены маломасляных выключателей, отслуживших свой срок в ячейках КРУ: К-ХП, К-ХП, К-ХХVI, К-37, КВЭ, КВС и КСО всех типов.

Для этих же целей освоен выпуск выключателей вакуумных ВВ-ТЕЛ производственным объединением «Таврида-электрик». На рис. 4.46 показан разрез по одному полюсу и общий вид вакуумного выключателя ВВ-ТЕЛ-10/1000. Выключатель состоит из трех полюсов на одном основании (см. рис. 4.46, а). Якоря 8 приводных электромагнитов соединены между собой валом 11.

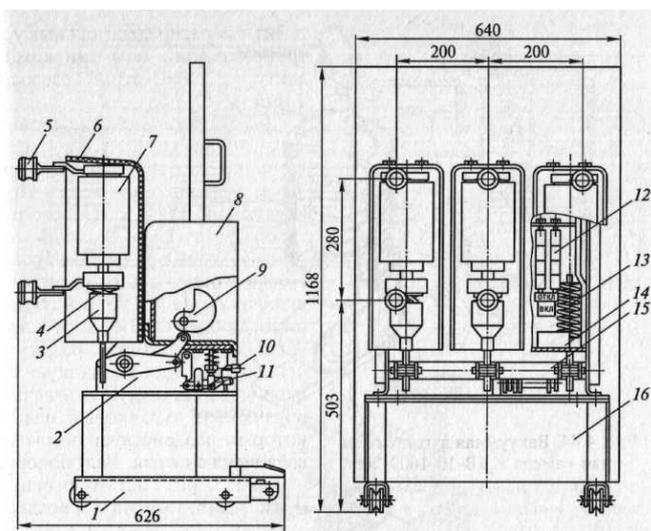


Рис. 4.45. Выключатель вакуумный ВВП-С-10-31,5/1600 УЗ:

1 — выкатная тележка; 2 — рама; 3 — изоляционные тяги; 4 — узел поджатия; 5 — токовыводы; 6 — изоляционный каркас; 7 — вакуумная дугогасительная камера (КДВ); 8 — пружинно-моторный привод; 9 — кулачковый вал привода; 10 — кнопка отключения; 11 — блок защелок; 12 — блок сигнализации; 13 — отключающая пружина; 14 — буфер; 15 — вал выключателя; 16 — индукционно-динамическое устройство управления (ИДУУ)

В разомкнутом положении контакты выключателя удерживаются отключающей пружиной 9 через тяговый изолятор 5. При подаче сигнала «Вкл» подается питание в катушку электромагнита 10; якорь 8, сжимая отключающую пружину, перемещается вверх вместе с тяговым изолятором и подвижным контактом 3, который замыкается. В это время кольцевой магнит 7 запасает магнитную энергию, необходимую для удержания выключателя во включенном положении, а катушка 10 постепенно обесточивается, после чего привод оказывается подготовленным к операции отключения.

Во включенном положении выключатель удерживается силой магнитного притяжения якоря 8 к кольцевому магниту 7 так называемой «магнитной защелкой», при этом энергии из внешней цепи не потребляется.

При подаче сигнала «Откл» блок управления подает импульс противоположного направления в катушку 10, размагничивая магнит и снимая привод с магнитной защелки. Под действием пружин 6 и 9 якорь 8 перемещается вниз вместе с тяговым изолятором и подвижным контактом 3, выключатель отключается. Возможно ручное отключение кнопкой 3 (см. рис. 4.46, б).

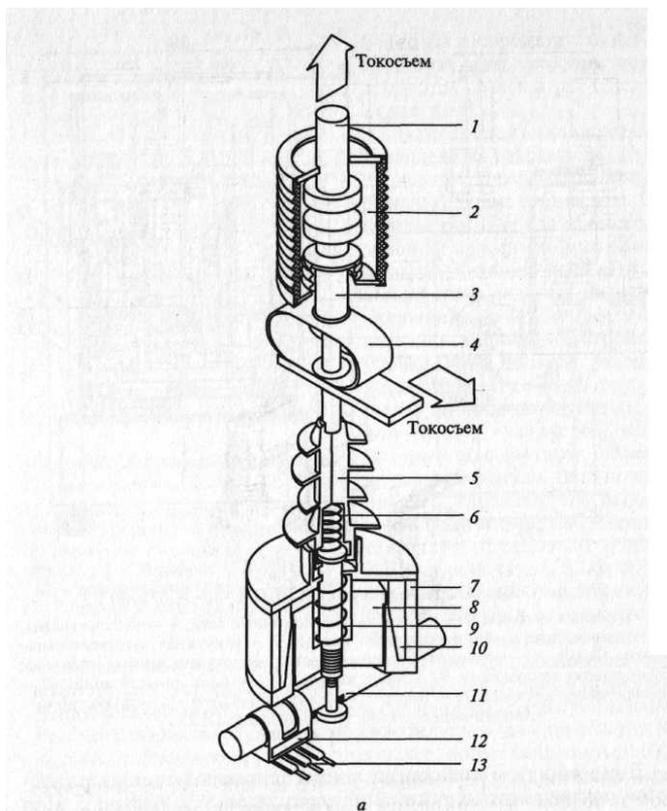


Рис. 4.46. Вакуумный выключатель ВВ-TEL-10-1000:

a — конструктивная схема полюса: 1 — неподвижный контакт ВДК; 2 — вакуумная камера (ВДК); 3 — подвижный контакт ВДК; 4 — гибкий токоcъем; 5 — тяговый изолятор; 6 — пружина поджатия; 7 — кольцевой магнит; 8 — якорь; 9 — отключающая пружина; 10 — катушка; 11 — вал; 12 — постоянный магнит; 13 — герконы (контакты для внешних вспомогательных цепей); *б* — общий вид выключателя: 1, 2 — подключение главных цепей; 3 — кнопка ручного отключения; 4 — заземление; 5 — подключение вторичных цепей (см. также с. 263)

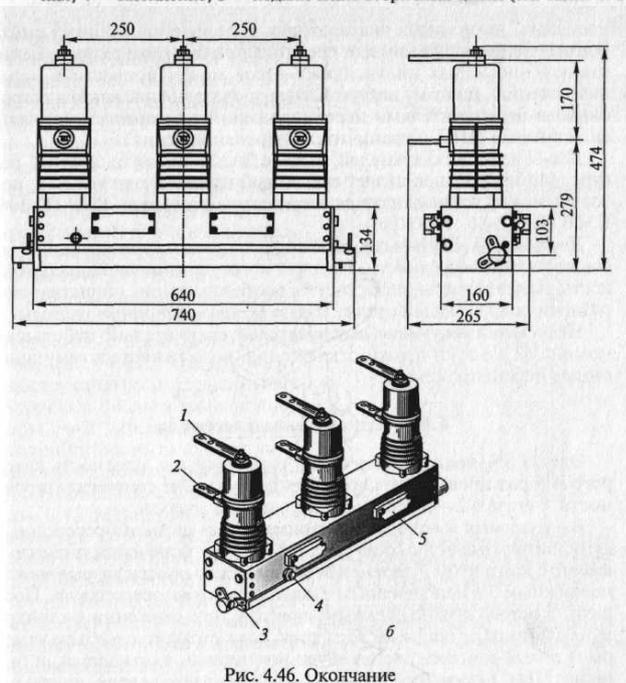


Рис. 4.46. Окончание

Выключатели данной серии применяются для замены выключателей в ячейках КРУ, а также для вновь разрабатываемых камер КСО и КРН.

Вакуумные выключатели напряжением 110 кВ в каждом полюсе имеют четыре последовательно соединенные дугогасительные камеры КДВ, установленные на опорных изоляторах. Для равномерного распределения напряжения по разрывам применяются емкостные делители напряжения.

Электромагнитный привод обеспечивает дистанционное управление выключателем.

Вакуумные выключатели устанавливаются для управления трансформаторами сталеплавильных печей, тяговых подстанций, насосных, на мощных экскаваторах. Отключение мощных синхронных двигателей вызывает срез тока при быстром разрыве цепи, отключение малых индуктивных токов может привести к перенапряжению, поэтому вакуумные выключатели снабжаются встроенными ограничителями перенапряжений или предусматривается установка ОПН (ограничитель перенапряжения).

Для замены выключателей, выработавших коммутационный ресурс, фирма АББ поставляет вакуумный выключатель VM2GT, который может устанавливаться на выкатных тележках КРУ (К-104, КМВ, КРУ2-10, К-ХШ).

Достоинства вакуумных выключателей: простота конструкции, высокая степень надежности, высокая коммутационная износостойкость, малые размеры, пожаро- и взрывобезопасность, отсутствие загрязнения окружающей среды, малые эксплуатационные расходы.

Недостатки вакуумных выключателей: сравнительно небольшие номинальные токи и токи отключения, возможность коммутационных перенапряжений.

Лекция 11. Элегазовые выключатели

Элегаз SF₆ представляет собой инертный газ, плотность которого в 5 раз превышает плотность воздуха. Электрическая прочность элегаза в 2 — 3 раза выше прочности воздуха.

В элегазовых выключателях применяются автокомпрессионные дугогасительные устройства (рис. 4.47). При отключении цилиндр 4 вместе с контактом 3 перемещается вниз, образуется разрыв между подвижным 3 и неподвижным 1 контактами и загорается дуга. Поршень 5 остается неподвижным, поэтому при движении цилиндра вниз элегаз над поршнем сжимается, создается дутье в объем камеры и полый контакт 7, столб дуги интенсивно охлаждается, и она гаснет. При включении цилиндр 4 перемещается вверх, контакт 1 оказывается в верхней камере цилиндра и цепь замыкается.

Элегазовый выключатель представляет собой замкнутую систему без выброса газа наружу.

Более эффективным является двустороннее дутье, именно такие дугогасительные камеры применяются в современных элегазовых выключателях, построенных на модульном принципе. Так, в выключателях на 110кВ — один дугогасительный модуль, на 220 кВ — два, на 500 кВ — четыре. Соответственно меняется изоляция относительно земли.

На рис. 4.48 показан выключатель ВГУ-220-45/3150У1 ($U_{ном} = 220$ кВ, $I_{откл.ном} = 45$ кА, $I_{ном} = 3150$ А, климат — умеренный, установка — открытая). Полнос имеет V-образную компоновку. Емкостные делители обеспечивают равномерное распределение напряжения между разрывами полюса. Отключение осуществляется пневматическим приводом, включение — пружинами, которые заводятся при отключении. Механический ресурс

выключателя 3000 циклов ВО; ресурс коммутационной способности: при токе 45 кА число операций О/В — 15/17; при токе 27 кА — 22/11, при рабочем токе 3150А— 3000/3000.

Распределительный шкаф 4 предназначен для пневматической и электрической связи трех полюсов выключателя.

Новая серия баковых выключателей на 35 кВ позволяет иметь встроенные трансформаторы тока (рис. 4.49), что упрощает конструкцию распределительных устройств. Вводы и трансформаторы тока укреплены на баке, внутри которого находятся контактная и дугогасительная системы. Номинальное давление элегаза 0,45 МПа, при снижении давления до 0,33 МПа срабатывает сигнализация, а при 0,3 МПа выключатель отключается автоматически. Гашение дуги осуществляется за счет вращения электрической дуги в элегазе с помощью магнитного поля, созданного отключаемым током.

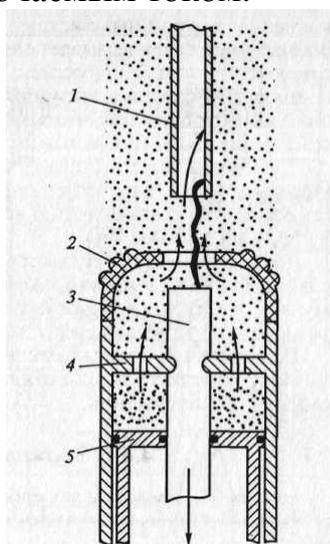


Рис. 4.47. Схема дугогасительного устройства элегазового выключателя с односторонним дутьем:

1 — неподвижный полый контакт; 2 — сопло из фторопласта; 3 — подвижный контакт; 4 — подвижный цилиндр; 5 — поршень

Привод выключателя электромагнитный. По сравнению с масляными выключателями С-35 и ВТ-35 элегазовый выключатель имеет значительные преимущества и более совершенные трансформаторы тока. Рассмотренный выключатель ВГБЭ-35-12,5/630 рассчитан на ток отключения 12,5 кА, полное время отключения 0,07 с, электродинамическую стойкость 35 кА. Выключатель пригоден для АПВ. Элегазовые выключатели имеют большую механическую и коммутационную износоустойчивость.

Баковые выключатели с элегазом на 110 кВ выпускаются фирмой АББ типа 145PM40, номинальный ток 3000 А, ток динамической устойчивости 100 кА, $t_{откл} = 0,05$ с. Дугогасительное устройство подобно рассмотренному выше (см. рис. 4.47). На наружной части ввода располагаются трансформаторы тока.

Колонковые выключатели этой же фирмы типа LTB145D1/B рассчитаны на напряжение 110 кВ, номинальный ток 3150 А, ток отключения

40 кА. В этой серии выпускаются выключатели напряжением до 800 кВ. Особенностью серии ЛТВ являются: высокая сейсмостойкость, возможность работы в экстремальных условиях окружающей среды.

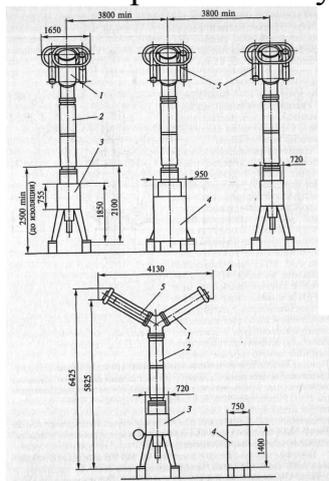


Рис. 4.48. Выключатель элегазовый ВТВ-220-45/3150:
1 — модуль дугогасительный; 2 — колонка опорная; 3 — шкаф управления с приводом; 4 — шкаф распределительный; 5 — контактодержатель (модульное движение)

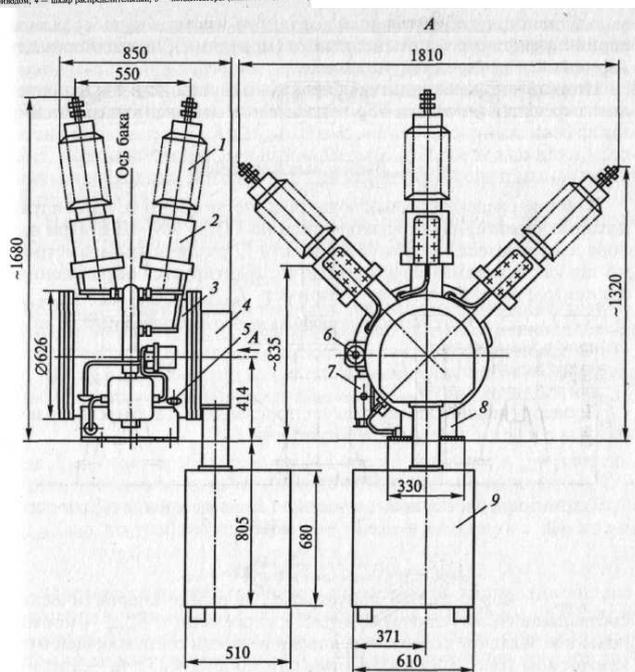


Рис. 4.49. Выключатель элегазовый баковый ВГБЭ-35:
1 — ввод; 2 — трансформатор тока; 3 — бак с контактной и дугогасительной системами; 4 — коробка механизма; 5 — клапан; 6 — сигнализатор давления; 7 — клеммная коробка; 8 — подогрев; 9 — шкаф с приводом

Колонковые выключатели с элегазом выпускаются ОАО «Урал-электротяжмаш» на напряжение 110—500 кВ.

Для замены устаревших выключателей в КРУ типов К-Х, К-ХП, К-XXV, К-XXVI фирмой АББ производятся выкатные элементы с элегазовыми выключателями серий VF и HD2GT.

Достоинства элегазовых выключателей: пожаро- и взрывобезопасность, быстрота действия, высокая отключающая способность, малый износ дугогасительных контактов, возможность создания серий с унифицированными узлами (модулями), пригодность для наружной и внутренней установки.

Недостатки: необходимость специальных устройств для наполнения, перекачки и очистки SF₆, относительно высокая стоимость SF₆.

Приводы выключателей

Привод выключателя предназначен для операции включения, удержания во включенном положении и отключения выключателя.

Привод — это специальное устройство, создающее необходимое усилие для производства перечисленных операций. В некоторых выключателях привод конструктивно связан в одно целое с его контактной системой (воздушные выключатели).

Основными частями привода являются: включающий механизм, запирающий механизм (защелка, собачка), который удерживает выключатель во включенном положении, и расцепляющий механизм, освобождающий защелку при отключении.

Наибольшая работа в существующих конструкциях выключателей совершается приводом при включении, так как при этой операции преодолевается собственная масса подвижных контактов, сопротивление отключающих пружин, трение и силы инерции в движущихся частях. При включении на существующее КЗ механизм привода, кроме того, должен преодолеть электродинамические усилия, отталкивающие контакты друг от друга.

Операция включения во избежание приваривания контактов выключателя должна производиться быстро. Чем меньше время включения, тем меньше пауза при АПВ.

При отключении работа привода сводится к освобождению защелки, удерживающей механизм во включенном положении. Само отключение происходит за счет силы сжатых или растянутых отключающих пружин. В зависимости от источника энергии, затрачиваемой на включение и отключение, имеются ручные, пружинные, грузовые, электромагнитные, пневматические приводы.

Ручные приводы применяются для маломощных выключателей, когда мускульной силы оператора достаточно для совершения работы включения. Отключение может быть автоматическим с помощью реле, встроенных в привод.

В современных электроустановках сохранились ручные приводы ПРА только для выключателей нагрузки ВНР.

Пружинный привод является приводом косвенного действия. Энергия, необходимая для включения, запасается в мощной пружине, которая заводится от руки или электродвигателем небольшой мощности. После каждого включения необходимо вновь завести пружину.

Обычно привод дополняется специальным электродвигателем, осуществляющим завод пружины. Такой привод позволяет осуществлять АПВ.

Недостатком пружинных приводов является уменьшение тягового усилия в конце хода включения вследствие уменьшения деформации пружин. Чтобы устранить этот недостаток, пружинные приводы

дополняются маховиком, который поглощает избыточную энергию в начале включения и отдает накопленную энергию в конце включения. Приводы подобного типа ППМ-10 применяются для выключателей ВМГ-10 и ВМП-10. Завод пружины производится электродвигателем через редуктор. Запорно-пусковой механизм привода удерживает пружины в заведенном состоянии. Для автоматического включения необходимо освободить заводящий рычаг, после чего энергия заведенной спиральной пружины поворачивает вал выключателя на включение.

Дистанционное и автоматическое отключение выключателя производится с помощью реле, встроенных в нижней части привода, которые через планку отключения воздействуют на механизм свободного расцепления. Привод допускает механическое АПВ. Импульс для работы такого АПВ дается при отключении благодаря освобождению включающего механизма привода.

Аналогичное устройство имеет привод ПП, применяемый для выключателей ВМГ. Выключатели ВМПП, ВЭ-10, ВК-10 для КРУ имеют встроенный пружинный привод.

Пружинные приводы не требуют для своего управления источника постоянного тока, что является существенным преимуществом перед другими приводами. Недостатком его является малая мощность, поэтому он применяется для маломасляных выключателей 6—10 кВ.

Электромагнитные приводы относятся к приводам прямого действия: энергия, необходимая для включения, сообщается приводу в процессе самого включения от источника большой мощности.

Усилие, необходимое для включения выключателя, создается стальным сердечником, который втягивается в катушку электромагнита при прохождении по ней тока.

Шток сердечника упирается в ролик рычажного механизма, поднимает его вверх вместе с двумя шарнирно-связанными рычагами. Последние через приводной рычаг передают движение валу выключателя. В конце хода сердечника, когда выключатель включился, защелка заскакивает под ролик и удерживает механизм во включенном положении.

В конце включения сигнальные вспомогательные контакты разрывают цепь электромагнита включения и сердечник падает вниз.

При отключении ток подается в электромагнит отключения, его боек ударяет в рычаг механизма свободного расцепления, благодаря чему «ломаются» рычаги механизма свободного расцепления и ролик соскакивает с защелки. Вал выключателя под действием отключающей пружины поворачивается против часовой стрелки — происходит отключение.

Электромагниты включения и отключения получают питание от аккумуляторной батареи через сборку зажимов.

Ток, потребляемый электромагнитом включения привода ПЭ-11, составляет 58 А, электромагнитом отключения — 1,25 А при напряжении 220 В.

В приводе имеется рычаг ручного отключения.

Привод ПЭ-11 применяется для выключателей ВМП-10, ВМГ-10.

Для более мощных выключателей внутренней установки применяются электромагнитные приводы ПЭ-2, ПЭ-21, ПС-31, а для наружной установки - ШПЭ-44, ШПЭ-38, ШПЭ-46 и др.

Достоинствами электромагнитных приводов являются простота конструкции и надежность работы в условиях сурового климата.

Недостатки — большой потребляемый ток и вследствие этого необходимость мощной аккумуляторной батареи (для включения выключателя МГГ-10-3200 требуется ток 155 А, а выключателя У-220-40 — 500 А при напряжении 220 В), а также значительное время включения (до 1 с).

Пневматический привод обеспечивает быстрое включение выключателя за счет энергии сжатого воздуха. Кинематическая схема его подобна электромагнитному приводу, но вместо электромагнита применяется пневматический цилиндр с поршнем (рис. 4.50).

При включении выключателя открывается клапан, подающий сжатый воздух из резервуара в пневматический цилиндр 1. Поршень 4 со штоком 5 поднимается вверх и, воздействуя на подвижный ролик и систему рычагов, производит включение выключателя. Пружина над поршнем при этом сжимается, сглаживая удар при включении.

При отключении подается импульс на электромагнит отключения 8, который воздействует на механизм свободного расщепления 9.

Сжатый воздух (2 МПа) подается от общей компрессорной установки, обслуживающей воздушные выключатели, или на каждом приводе устанавливаются баллоны со сжатым воздухом, обеспечивающие пять-шесть операций без подкачки воздуха. Для подкачки воздуха используются небольшие компрессоры с электродвигателем мощностью до 1 кВт.

Пневматические приводы ПВ-30 применяются для выключателей МГ-10, МГ-20. Баковые выключатели серии «Урал» снабжаются пневматическими приводами ШПВ. Пневматические приводы не требуют установки мощной аккумуляторной батареи, так как ток, потребляемый электромагнитным клапаном включения, не превышает нескольких ампер. Сечение проводов от схемы дистанционного управления к приводу значительно меньше, чем при электромагнитном приводе.

В воздушных выключателях пневматический привод является органической частью самого выключателя.

Дальнейшим усовершенствованием пневматических приводов являются пневмогидравлические приводы, в которых движение подвижной системе выключателя передается от гидроцилиндра с поршнем. Поршень приводится в движение сжатой жидкостью, обычно маслом. Высокое давление жидкости (12 МПа) создается в аккумуляторе энергии привода за счет сжатого газа.

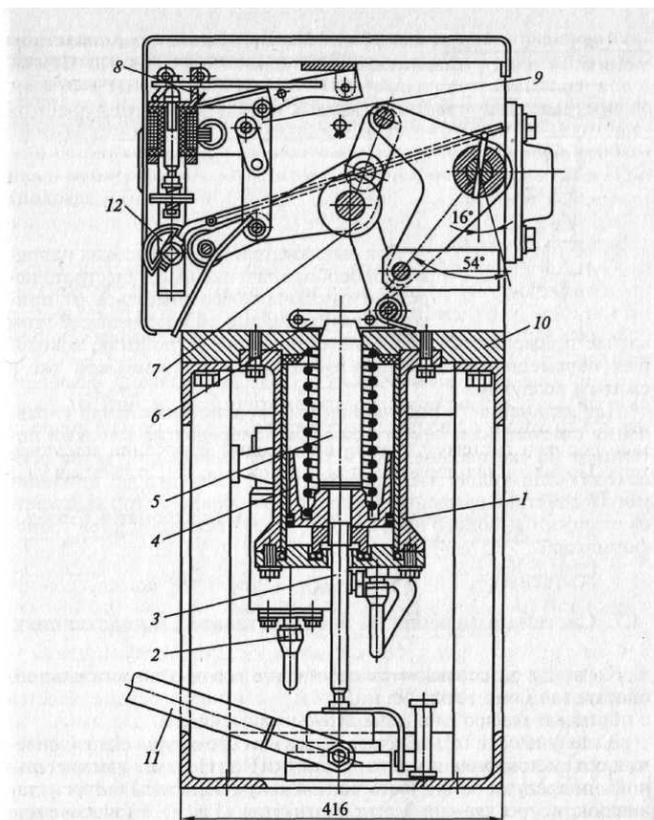


Рис. 4.50. Привод пневматический ПВ-30:

1 — пневматический цилиндр; 2 — фланец воздухопровода; 3 — шток демпфера; 4 — поршень; 5 — шток; 6 — удерживающая защелка; 7 — подъемный ролик; 8 — электромагнит отключения; 9 — система рычагов свободного расцепления; 10 — корпус привода; 11 — домкрат для ручного отключения; 12 — указатель положения

Этой энергии хватает на шесть включений. Такими приводами типа ППГ снабжаются баковые выключатели. Пневмогидравлические приводы обеспечивают время включения 0,25 с.

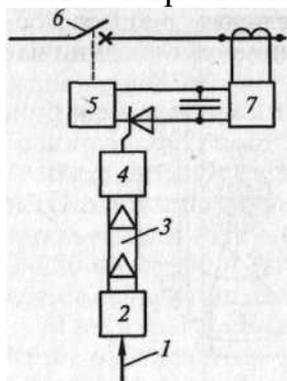


Рис. 4.51. Структурная схема управления сверхбыстродействующим выключателем: 1 — сигнал на отключение; 2 — источник световых импульсов; 3 — световод; 4 — фотодетектор; 5 — электромагнитный расцепитель; 6 — контакты выключателя; 7 — зарядное устройство

Для выключателей сверхвысоких напряжений особое значение имеет быстрота передачи отключающего импульса от привода к размыкающимся контактам. В этом случае применяются пневмомеханические устройства, в которых перемещение контактов осуществляется системой тяг и сжатым воздухом.

Для дальнейшего повышения быстродействия сигнал управления с потенциала земли может быть передан на высокий потенциал по световодам (рис. 4.51). Размыкание контактов происходит с помощью электромагнитного расцепителя, приводимого в действие разрядом конденсатора. Конденсатор заряжается от линии высокого напряжения через насыщающийся

трансформатор.

Лекция 12. Разъединители.

Разъединитель — это контактный коммутационный аппарат, предназначенный для отключения и включения электрической цепи без тока или с незначительным током, который для обеспечения безопасности имеет между контактами в отключенном положении изоляционный промежуток.

При ремонтных работах разъединителем создается видимый разрыв между частями, оставшимися под напряжением, и аппаратами, выведенными в ремонт.

Разъединителями нельзя отключать токи нагрузки, так как контактная система их не имеет дугогасительных устройств и в случае ошибочного отключения токов нагрузки возникает устойчивая дуга, которая может привести к междуфазному КЗ и несчастным случаям с обслуживающим персоналом. Перед операцией разъединителем цепь должна быть разомкнута выключателем.

Однако для упрощения схем электроустановок допускается [1.13] использовать разъединители для производства следующих операций:

отключения и включения нейтралей трансформаторов и заземляющих дугогасящих реакторов при отсутствии в сети замыкания на землю;

зарядного тока шин и оборудования всех напряжений (кроме батарей конденсаторов);

нагрузочного тока до 15 А трехполюсными разъединителями наружной установки при напряжении 10 кВ и ниже.

Разъединителем разрешается также производить операции, если он надежно шунтирован низкоомной параллельной цепью (шиносоединительным или обходным выключателем, см. подразд. 5.2.3).

Разъединителями и отделителями разрешается отключать и включать незначительный намагничивающий ток силовых трансформаторов и зарядный ток воздушных и кабельных линий (табл. 4.7) [1.13].

Значение отключаемого разъединителем тока зависит от его конструкции (вертикальное, горизонтальное расположение ножей), расстояния между полюсами, номинального напряжения установки, поэтому допустимость такой операции устанавливается инструкциями и директивными указаниями. Порядок операций при отключении намагничивающего тока трансформатора также играет важную роль. Например, трансформаторы, имеющие РПН, необходимо перевести в режим недовозбуждения, так как ток намагничивания резко уменьшается при уменьшении индукции в магнитопроводе, которая зависит от подведенного напряжения. Кроме того, при отключении ненагруженного трансформатора необходимо предварительно эффективно заземлить нейтраль, если в нормальном режиме трансформатор работал с разземленной нейтралью. Если к нейтрали трансформатора был подключен заземляющий реактор, то предварительно его следует отключить.

Таблица 4 Наибольшие токи намагничивания трансформаторов и зарядные токи линий, допустимые к отключению в наружных РУ разъединителями горизонтального типа.

Номинальное напряжение, кВ	Расстояние между полюсами, м	Ток намагничивания, А	Зарядный ток линий, А
20-35	1	2,3	1,03
	2	11,0	5
110	2,5	8,0	3,0
	3,5	14,5	5,0
150	3,0	2,3	-
	6,0	17,0	-
220	5,0	8,0	-
	6,8	17,0	-

Если в цепи имеется разъединитель и отделитель, то отключение и включение намагничивающего тока и зарядных токов следует выполнять отделителями, имеющими пружинный привод, который позволяет быстро произвести эту операцию.

Разъединители играют важную роль в схемах электроустановок, от надежности их работы зависит надежность работы всей электроустановки, поэтому к ним предъявляются следующие требования:

создание видимого разрыва в воздухе, электрическая прочность которого соответствует максимальному импульсному напряжению;

электродинамическая и термическая стойкость при протекании токов КЗ;

исключение самопроизвольных отключений;

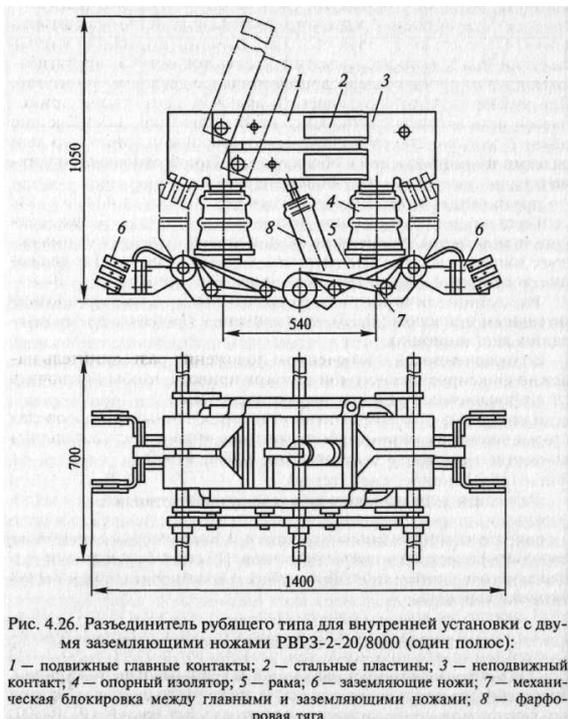
четкое включение и отключение при наихудших условиях работы (обледенение, снег, ветер).

Разъединители по числу полюсов могут быть одно- и трехполюсными, по роду установки — для внутренних и наружных установок, по конструкции — рубящего, поворотного, катящегося, пантографического и подвесного типа. По способу установки различают разъединители с вертикальным и горизонтальным расположением ножей.

Разъединители для внутренней установки

Для внутренних установок разъединители могут быть однополюсными (РВО) или трехполюсными (РВ, РВК, РВРЗ и др.). Трехполюсные разъединители могут выполняться на общей раме или на отдельных рамах для каждого полюса. Отдельные полюсы объединяются общим валом, связанным с приводом разъединителя. На токи до 1000 А нож разъединителя изготавливается из двух медных полос, на большие токи применяются ножи из трех-четырёх полос. Так же как в шинных конструкциях, наилучшее использование материала при больших токах достигается, если неподвижные контакты будут коробчатого сечения, а ножи разъединителя — корытообразной формы.

В разъединителях рубящего типа (рис. 4.26) нож вращается вокруг одного из неподвижных контактов, движение ножа передается от вала через фарфоровые тяги 8. Необходимое давление в контактах создается пружинами.



При прохождении токов КЗ создаются электродинамические усилия в местах перехода тока с пластин ножа 1 в неподвижный контакт 3, стремящиеся оттолкнуть ножи от контакта. С другой стороны, пластины ножа притягиваются друг к другу благодаря взаимодействию токов одного направления. При больших токах КЗ силы отталкивания могут оказаться больше, чем силы притяжения пластин ножа, это приведет к отбросу пластин ножа от контакта, возникновению дуги, т. е. к аварии. Чтобы избежать этого, в разъединителях предусматривается устройство магнитного замка. Он состоит из двух стальных пластин 2, расположенных снаружи ножа, которые, намагничиваясь токами КЗ, притягиваются друг к другу и создают дополнительное давление в контакте. Для уменьшения отключающего и включающего усилия применяется механизм для снятия контактного давления. Заземляющие ножи 6 могут быть расположены со стороны шарнирного или разъемного контакта или с обеих сторон. При трехполюсной установке они закорачиваются общей медной шиной.

Заземляющие ножи имеют механическую блокировку, не позволяющую включать их при включенных главных ножах. Для управления заземляющими ножами используется ручной рычажный привод, состоящий из системы рычагов, передающих движение от рукоятки к валу (ПР), или червячный привод (ПЧ). Включение и отключение главных ножей осуществляется электродвигательным приводом (ПДВ), позволяющим производить эти операции дистанционно.

Во включенном и отключенном положении разъединитель надежно фиксируется системой рычагов привода, чтобы исключить самопроизвольное

отключение или включение.

Для установки в комплектных экранированных токопроводах применяются разъединители катящегося типа с поступательным движением ножа (РВК-20) на токи 12000, 14000 А.

Разъединители для наружной установки

Разъединители, устанавливаемые в открытых распределительных устройствах, должны обладать соответствующей изоляцией и надежно выполнять свои функции в неблагоприятных условиях окружающей среды.

В свое время широко применялись разъединители рубящего типа. Недостатком их являются большие габариты при отключенном положении ножа. Так, разъединитель РОН(3)-500/2000 при поднятом ноже имеет высоту 9,8 м. Для уменьшения усилия, необходимого для поднятия ножа, а также уменьшения габаритов по высоте нож разъединителя делают из двух частей (РНВ-500)

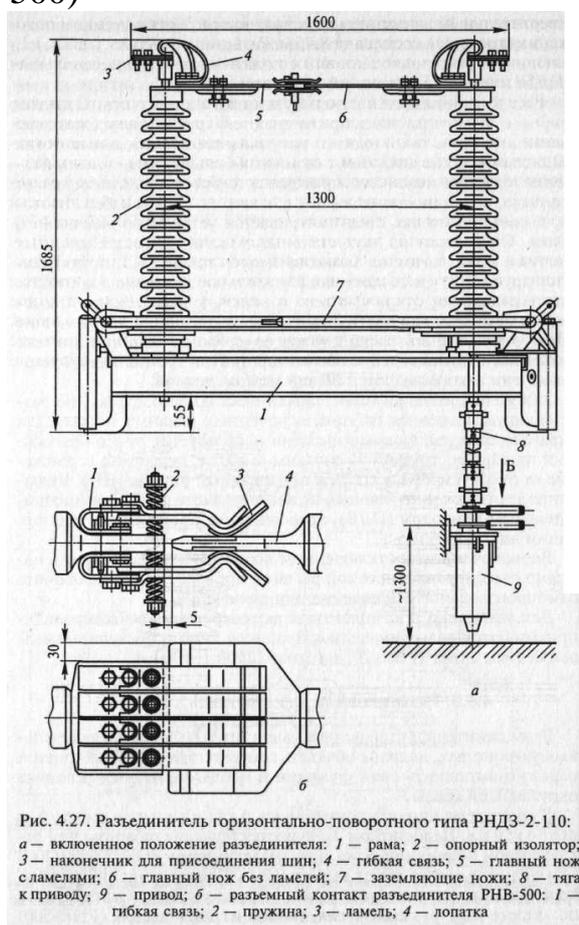


Рис. 4.27. Разъединитель горизонтально-поворотного типа РНДЗ-2-110:
а - включенное положение разъединителя; б - главный нож без ламелей;
в - главный нож с ламелями; г - главный нож без ламелей; д - заземляющие ножи; е - тяга к приводу; ж - привод; з - разъемный контакт разъединителя РНВ-500; и - гибкая связь; л - пружина; м - ламель; н - лопатка

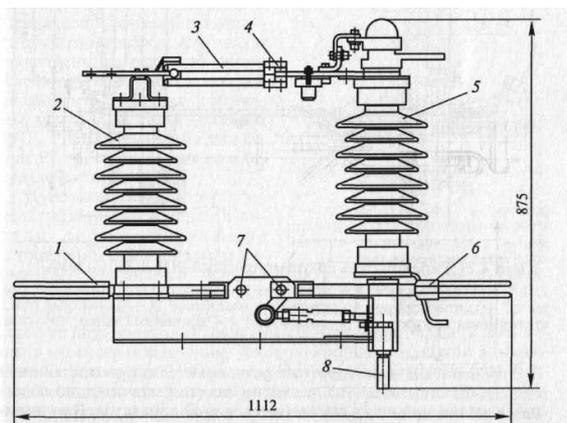


Рис. 4.28. Разъединитель РГ-35/2000УХЛ1:
 1 — заземлитель; 2 — неподвижная колонка; 3 — полунож двухполосный; 4 — разъемный контакт; 5 — подвижная колонка; 6 — заземлитель; 7 — валы ножей заземлителей; 8 — тяга к приводу

с вертикальным движением двух полуножей. В отключенном положении его высота составляет 8,45 м. Разъединитель имеет два заземляющих ножа, привод главных ножей — электродвигательный (ПДН), заземляющих ножей — ручной.

Разъединители горизонтально-поворотного типа выпускаются на напряжение 10 — 750 кВ. Широкое применение этих разъединителей объясняется значительно меньшими габаритами и более простым механизмом управления. В этих разъединителях главный нож состоит из двух частей, так же как у разъединителя РНВ, но они перемещаются в горизонтальной плоскости при повороте колонок изоляторов, на которых закреплены (рис. 4.27). Один полюс является ведущим, к нему присоединен привод. Движение к двум другим полюсам (ведомым) передается тягами. Разъединители могут иметь один или два заземляющих ножа. Контактная часть разъединителя состоит из ламелей, укрепленных на конце одного ножа, и контактной поверхности на конце другого ножа. При включении нож входит между ламелями. Давление в контакте создается пружинами. Разъемный контакт подобной конструкции (для разъединителя РНВ-500) показан на рис. 4.27, б.

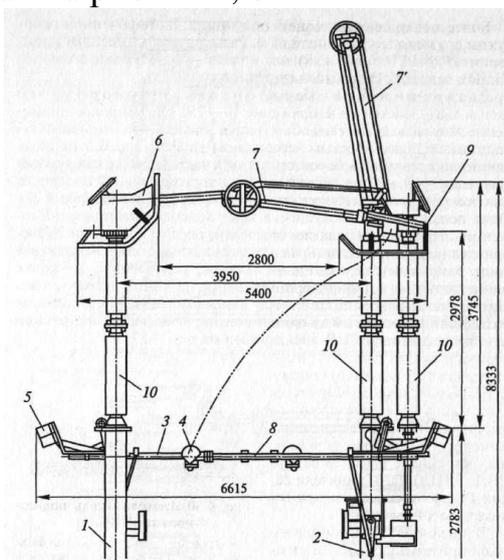


Рис. 4.29. Разъединитель полупантографный РПГ.2-330/3150УХЛ1:
 1, 2 — стойки; 3 — труба; 4 — кожух; 5 — противовес; 6 — неподвижный контакт; 7 — контактный нож во включенном положении; 7' — контактный нож в отключенном положении; 8 — заземлитель; 9 — контактный вывод; 10 — изолирующие колонки

В горизонтально-поворотных разъединителях при отключении нож как бы «ломается» на две части, поэтому значительно облегчается работа привода в случае обледенения контактов. В разъединителях рубящего типа для разрушения корки льда ножу сообщалось поступательно-вращательное движение, чем усложнялась кинематика привода.

В разъединителях 330—750 кВ предусмотрены льдозащитные кожухи, закрывающие контакты.

Более совершенную конструкцию имеют разъединители серии РГ и РГН (рис. 4.28) на напряжение от 35 до 220 кВ, предназначенные для замены разъединителей типа РНД. На несущей раме закрепляются неподвижная 2 и подвижная 5 колонки, на которых крепятся полунож двухполосный 3 с разъемным контактом 4 и полунож однополосный.

При отключении усилие от привода передается тягой 8; колонка 5, вращаясь, передает движение полуножам, при повороте которых размыкается контакт 4. Разъединитель может иметь один или два заземлителя 1, 6, управляемых приводом через валы 7. Поверхности разъемного контакта покрыты серебром. Изоляторы выполнены из высокопрочного фарфора. Выводные контакты скользящего типа более долговечны, чем гибкие связи (в сериях РНД, РЛНД). Разъединители серии РГ работоспособны при гололеде до 20 мм [4.8].

В установках 330 кВ и выше находят применение разъединители полупантографные с горизонтальным разъемом серии РПГ. На рис. 4.29 показан разъединитель во включенном положении. Контактный нож 7 состоит из двух полуножей, складывающихся в вертикальной плоскости в процессе отключения. Такое положение полуножей в отключенном положении 7' уменьшает общую высоту разъединителя. Первый полунож состоит из алюминиевой трубы, к которой привариваются вилка и шина. Второй полунож также из алюминиевой трубы, к которой приваривается корпус скользящего контакта и контактная пластина с напайками из серебра, обеспечивающими малое переходное сопротивление в неподвижном контакте 6. Разъединители серии РПГ снабжаются двигательными приводами ПДГ-25-8 (с одним заземлителем) и ПДГ-26-8 (с двумя заземлителями).

Подвесной разъединитель (рис. 4.30) имеет подвижную контактную систему, состоящую из груза 5, снабженного пружинящими лапами 4 и контактными наконечниками 3, к которым приварены токопроводы.

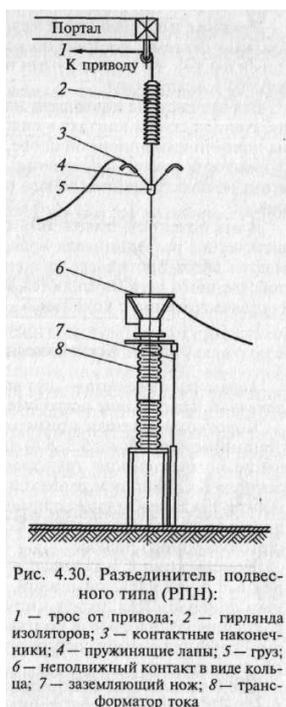


Рис. 4.30. Разъединитель подвешенного типа (РПН):

1 — трос от привода; 2 — гирлянда изоляторов; 3 — контактные наконечники; 4 — пружинящие лапы; 5 — груз; 6 — неподвижный контакт в виде кольца; 7 — заземляющий нож; 8 — трансформатор тока

Вся эта система подвешена на гирляндах изоляторов 2 к порталу. Неподвижный контакт в виде кольца 6 может устанавливаться на шинной изоляционной опоре, а также на измерительных трансформаторах тока и напряжения. Тросовая система управления состоит из электродвигательного привода, троса, противовеса, блоков.

В отключенном положении подвижный контакт поднят. При включении разъединителя вращением барабана привода поднимается вверх противовес, а подвижные контакты под действием собственного веса опускаются вниз и наконечники 3 приходят в соприкосновение с кольцом 6 — цепь замкнута.

Лекция 13. Короткозамыкатели и отделители

Короткозамыкатель — это коммутационный аппарат, предназначенный для создания искусственного КЗ в электрической цепи.

Короткозамыкатели применяются в упрощенных схемах подстанций (см. подразд. 5.3, 5.8) для того, чтобы обеспечить отключение поврежденного трансформатора после создания искусственного КЗ действием релейной защиты питающей линии. В установках 35 кВ необходимо применять два полюса короткозамыкателя для создания двухфазного КЗ, в установках 110 кВ и выше достаточно одного полюса.

Конструкция КЗ-35 аналогична разъединителю. Ножи, соединенные с заземленной шиной, приводятся в движение пружинным приводом при подаче импульса от релейной защиты и замыкаются на неподвижные контакты, находящиеся под напряжением. Время включения составляет 0,12—0,25 с. Отключение производится вручную.

Отделители серии ОД представляют собой обычный трехполюсный разъединитель, снабженный приводом для автоматического отключения обесточенной цепи. Время отключения достаточно велико — 0,4—0,5 с, что является недостатком конструкции.

Отделители могут отключать обесточенную цепь или ток

намагничивания трансформатора.

Отделители и короткозамыкатели открытой конструкции недостаточно надежно работают в неблагоприятных погодных условиях (мороз, гололед). В эксплуатации наблюдаются случаи их отказа в работе, поэтому применение их в настоящее время ограничено. Взамен этих конструкций разработаны отделители и короткозамыкатели с контактной системой, расположенной в закрытой камере, заполненной элегазом (КЭ-110, КЭ-220, ОЭ).

Достоинством закрытых короткозамыкателей и отделителей является четкая работа и малые времена включения (КЭ) и отключения (ОЭ).

Лекция 14. Измерительные трансформаторы тока

Общие положения

Трансформатор тока предназначен для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформатор тока имеет замкнутый магнитопровод 2 (рис. 4.55, а) и две обмотки — первичную 1 и вторичную 3. Первичная обмотка включается последовательно в цепь измеряемого тока I_1 ко вторичной обмотке присоединяются измерительные приборы, обтекаемые током I_2 .

Трансформатор тока характеризуется номинальным коэффициентом трансформации

$$K_I = I_{1 \text{ ном}} / I_{2 \text{ ном}},$$

где $I_{1 \text{ ном}}$ и $I_{2 \text{ ном}}$ — номинальные значения первичного и вторичного тока соответственно.

Значения номинального вторичного тока приняты равными 5 и 1 А.

Коэффициент трансформации трансформаторов тока не является строго постоянной величиной и может отличаться от номинального значения вследствие погрешности, обусловленной наличием тока намагничивания. Токовая погрешность определяется по выражению

Погрешность трансформатора тока зависит от его конструктивных особенностей: сечения магнитопровода, магнитной проницаемости материала магнитопровода, средней длины магнитного пути, значения $I_1 w V$ зависимости от предъявляемых требований выпускаются трансформаторы тока с классами точности 0,2; 0,5; 1; 3; 10. Указанные цифры представляют собой токовую погрешность в процентах номинального тока при нагрузке первичной обмотки током 100—120% для первых трех классов и 50—120 % для двух последних. Для трансформаторов тока классов точности 0,2; 0,5 и 1 нормируется также угловая погрешность.

Погрешность трансформатора тока зависит от вторичной нагрузки (сопротивление приборов, проводов, контактов) и от кратности первичного тока по отношению к номинальному. Увеличения нагрузки и кратности тока

приводят к увеличению погрешности.

При первичных токах, значительно меньших номинального, погрешность трансформатора тока также возрастет.

Трансформаторы тока класса 0,2 применяются для присоединения точных лабораторных приборов, класса 0,5 — для присоединения счетчиков денежного расчета, класса 1 — для всех технических измерительных приборов, классов 3 и 10 — для релейной защиты.

Кроме рассмотренных классов, выпускаются также трансформаторы тока со вторичными обмотками типов Д (для дифференциальной защиты), З (для земляной защиты), Р (для прочих релейных защит).

Токовые цепи измерительных приборов и реле имеют малое сопротивление, поэтому трансформатор тока нормально работает в режиме, близком к режиму КЗ. Если разомкнуть вторичную обмотку, магнитный поток в магнитопроводе резко возрастет, так как он будет определяться только МДС первичной обмотки. В этом режиме магнитопровод может нагреться до недопустимой температуры, а на вторичной разомкнутой обмотке появится высокое напряжение, достигающее в некоторых случаях десятков киловольт.

Из-за указанных явлений не разрешается размыкать вторичную обмотку трансформатора тока при протекании тока в первичной обмотке. При необходимости замены измерительного прибора или реле предварительно замыкается накоротко вторичная обмотка трансформатора тока (или шунтируется обмотка реле, прибора).

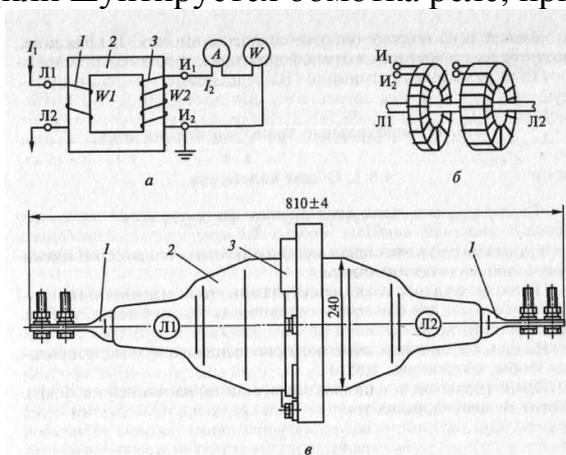


Рис. 4.55. Трансформатор тока:

a — принципиальная схема многовиткового трансформатора тока: 1 — первичная обмотка; 2 — магнитопровод; 3 — вторичная обмотка; *б* — принципиальная схема одновиткового трансформатора тока; *в* — конструкция ТПОЛ-20: 1 — вывод первичный; 2 — эпоксидная литая изоляция; 3 — выводы вторичной обмотки

Конструкции трансформаторов тока

Трансформаторы тока для внутренней установки до 35 кВ имеют литую эпоксидную изоляцию.

По типу первичной обмотки различают катушечные (на напряжение до 3 кВ включительно), одновитковые и многовитковые трансформаторы.

На рис. 4.55, б схематично показано выполнение магнитопроводов и обмоток, а на рис. 4.55, в — внешний вид трансформатора тока ТПОЛ-20 (проходной, одновитковый, с литой изоляцией на 20 кВ). В этих

трансформаторах токоведущий стержень, проходящий через «окна» двух магнитопроводов, является одним витком первичной обмотки. Одновитковые трансформаторы тока изготавливаются на первичные токи 600 А и более; при меньших токах МДС первичной обмотки I_{1w} окажется недостаточной для работы с необходимым классом точности. Трансформатор ТПОЛ-20 имеет два магнитопровода, на каждый из которых намотана своя вторичная обмотка. Классы точности этих трансформаторов тока 0,5; 3 и Р. Магнитопроводы вместе с обмотками заливаются компаундом на основе эпоксидной смолы, который после затвердения образует монолитную массу. Такие трансформаторы тока имеют значительно меньшие размеры, чем трансформаторы с фарфоровой изоляцией, выпускавшиеся ранее, и обладают высокой электродинамической стойкостью.

Рассматриваемый трансформатор тока в распределительном устройстве выполняет одновременно роль проходного изолятора.

При токах, меньших 600 А, применяются многovitковые трансформаторы тока ТПЛ, у которых первичная обмотка состоит из нескольких витков, количество которых определяется необходимой МДС.

В комплектных распределительных устройствах применяются опорно-проходные трансформаторы тока ТЛМ-10, ТПЛК-10, конструктивно совмещенные с одним из штепсельных разъемов первичной цепи ячейки КРУ.

На большие номинальные первичные токи применяются трансформаторы тока, у которых роль первичной обмотки выполняет шина, проходящая внутри трансформатора. На рис. 4.56 показан трансформатор тока ТШЛ-20 (шинный, с литой изоляцией, на

20 кВ и токи 6000—18000 А). Эти трансформаторы представляют собой кольцеобразный эпоксидный блок с залитым в нем магнитопроводом и вторичными обмотками. Первичной обмоткой является шина токопровода. В изоляционный блок залито экранирующее силуминовое кольцо, электрически соединенное с шиной с помощью пружины. Электродинамическая стойкость таких трансформаторов тока определяется устойчивостью шинной конструкции.

В комплектных токопроводах применяются трансформаторы тока ТШВ15, ТШВ24.

Для наружной установки выпускаются трансформаторы тока опорного типа в фарфоровом корпусе с бумажно-масляной изоляцией типа ТФЗМ (рис. 4.57). В полой фарфоровой изоляции, заполненной маслом, расположены обмотки и магнитопровод трансформатора. Конструктивно первичная и вторичная обмотки напоминают два звена цепи (буква З в обозначении типа). Первичная обмотка состоит из двух секций, которые с помощью переключателя 2 могут быть соединены последовательно (положение I) или параллельно (положение II), чем достигается изменение номинального коэффициента трансформации в отношении 1:2. На фарфоровой крышке установлен металлический маслорасширитель 1, воспринимающий

колебания уровня масла. Силикагелевый влагопоглотитель 5 предназначен для поглощения влаги наружного воздуха, с которым сообщается внутренняя полость маслорасширителя. Обмотки и фарфоровая покрывка крепятся к стальному цоколю 13. Коробка выводов вторичных обмоток 12 герметизирована. Снизу к ней крепится кабельная муфта, в которой разделан кабель вторичных цепей.

Трансформаторы ТФЗМ имеют один магнитопровод с обмоткой класса 0,5 и два-три магнитопровода с обмотками для релейной защиты. Чем выше напряжение, тем труднее осуществить изоляцию первичной обмотки, поэтому на напряжение 330 кВ и более изготавливаются трансформаторы тока каскадного типа. Наличие двух каскадов трансформации (двух магнитопроводов с обмотками) позволяет выполнить изоляцию обмоток каждой ступени не на полное напряжение, а на его половину.

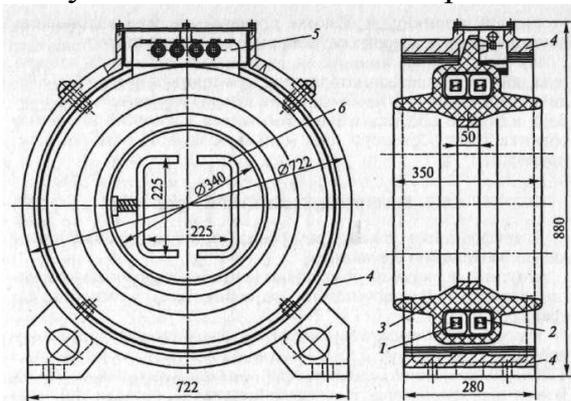


Рис. 4.56. Трансформатор тока ТШЛ-20:

1 — магнитопровод класса 0,5; 2 — магнитопровод класса Р; 3 — литой эпоксидный блок; 4 — корпус; 5 — коробка выводов вторичных обмоток; 6 — токоведущая шина

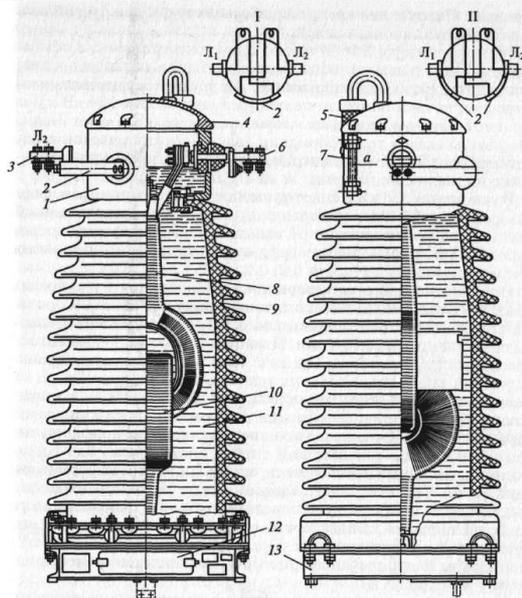


Рис. 4.57. Трансформатор тока ТФЗМ:

1 — маслорасширитель; 2 — переключатель первичной обмотки; 3 — ввод Л₂; 4 — крышка; 5 — влагопоглотитель; 6 — ввод Л₁; 7 — маслоуказатель; 8 — первичная обмотка; 9 — фарфоровая покрывка; 10 — магнитопровод с вторичной обмоткой; 11 — масло; 12 — коробка выводов вторичных обмоток; 13 — цоколь; I — положение переключателя при последовательном соединении обмоток; II — положение переключателя при параллельном соединении обмоток

В установках 330 кВ и более применяются каскадные трансформаторы тока ТФРМ с рымовидной обмоткой, расположенной внутри фарфорового изолятора, заполненного трансформаторным маслом. В таких

трансформаторах имеются четыре-пять вторичных обмоток на классы точности 0,2; 0,5 и Р.

Встроенные трансформаторы тока применяются в установках 35 кВ и более. В вводы высокого напряжения масляных выключателей и силовых трансформаторов встраиваются магнитопроводы со вторичными обмотками. Первичной обмоткой является токоведущий стержень ввода (см. рис. 4.34). При небольших первичных токах класс точности этих трансформаторов тока 3 или 10. При первичных токах 1000 — 2000 А возможна работа в классе точности 0,5. Вторичные обмотки встроенных трансформаторов тока имеют отпайки, позволяющие регулировать коэффициент трансформации в соответствии с первичным током. Для встраивания в масляные выключатели применяются трансформаторы тока серий ТВ, ТВС, ТВУ. Каждому типу масляного бакового выключателя соответствует определенный тип трансформатора тока, паспортные данные которых приводятся в каталогах выключателей и в справочниках. Для встраивания в силовые трансформаторы или автотрансформаторы применяются трансформаторы тока серии ТВТ.

Кроме рассмотренных типов трансформаторов тока выпускаются специальные конструкции для релейных защит: трансформаторы тока нулевой последовательности ТНП, ТНПШ, ТЗ, ТЗЛ; быстронасыщающиеся трансформаторы ТКБ; трансформаторы для поперечной дифференциальной защиты генераторов ТШЛО.

Оптико-электронные измерительные трансформаторы

Чем выше напряжение, тем труднее изолировать первичную обмотку ВН от вторичной, измерительной обмотки трансформаторов. Каскадные измерительные трансформаторы на 500, 750 и 1150 кВ сложны в изготовлении и дороги, поэтому взамен их разработаны принципиально новые оптико-электронные трансформаторы (ОЭТ). В них измеряемый сигнал (ток, напряжение)

преобразуется в световой поток, который изменяется по определенному закону и передается в приемное устройство, расположенное на заземленном элементе. Затем световой поток преобразуется в электрический сигнал, воспринимаемый измерительными приборами (рис. 4.58). Таким образом, передающее устройство, находящееся под высоким напряжением, и приемное устройство, соединенное с землей, связаны между собой только пучком света.

Световой поток передается внутри полого изолятора по трубе с зеркальными стенками или по диэлектрическим стержневым и волоконным световодам, которые изготавливаются из специального оптического стекла с изолирующей оболочкой. Передающее устройство ОЭТ может быть основано на различных принципах. В некоторых трансформаторах тока (ОЭТТФ) используется эффект Фарадея (см. рис. 4.58, б). В основании 10 на потенциале земли находятся источник света 8, два фотоприемника 9, включенных по дифференциальной схеме в цепь усилителя 11, к которому присоединяются измерительные приборы. В головке ВН 7 размещены две

ячейки Фарадея и токопровод измеряемого тока 2. Ячейки Фарадея состоят из поляризаторов 3, оптически активного вещества 4 (кварц, тяжелое стекло) и анализаторов 5. Пучок поляризованного света, проходя в оптически активном веществе 4, меняет плоскость поляризации на угол, который зависит от напряженности магнитного поля, т.е. от измеряемого тока. Поворот плоскости поляризации за анализаторами 5 проявляется в виде изменения интенсивности светового потока, падающего на фотоприемник. Световые потоки передаются внутри изолирующей колонки 6 по световодам 7. Фотоприемники преобразуют световой сигнал в электрический, который усиливается в усилителе 11 и подается к измерительным приборам. Такие трансформаторы тока универсальны, они предназначены для измерения постоянного, переменного и импульсного тока в установках высокого и сверхвысокого напряжения. Измерительный импульс практически мгновенно передается к фотоприемникам.

Имеются конструкции трансформаторов тока, в которых передающее устройство состоит из модулятора и светодиода. Световой поток полупроводникового светодиода зависит от измеряемого тока I и его фазы.

Оптико-электронный трансформатор тока с частотной модуляцией (ОЭТТЧ) на 750 кВ и 2000 А имеет четыре оптических канала — один для измерения и три для защиты. Каждый канал связан со своим первичным преобразователем. Канал измерения рассчитан на нормальную работу при токах до $1,2I_{ном}$, при этом погрешность не превышает $\pm 1\%$. Каналы защиты рассчитаны так, что передают без искажения импульсы при токах до $20I_{ном}$.

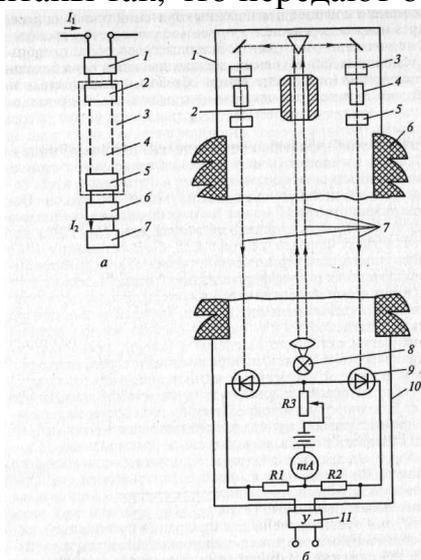


Рис. 4.58. Оптико-электронный трансформатор тока:
 а — структурная схема: 1 — первичный преобразователь; 2 — светодиод; 3 — оптическая система; 4 — световод; 5 — фоточувствительный прибор; 6 — усилитель; 7 — измерительный прибор; 8 — функциональная схема оптико-электронного трансформатора тока ОЭТТЧ: 1 — головка ВН; 2 — токопровод измеряемого тока; 3 — поляризатор; 4 — кварц; 5 — анализатор; 6 — изолирующая колонка; 7 — световоды; 8 — источник света; 9 — фотоприемники; 10 — основание; 11 — усилитель

Оптико-электронные измерительные трансформаторы позволяют контролировать не только ток, но и мощность (полную, активную, реактивную) установки, сопротивление на ее зажимах, а также моменты перехода мгновенных значений тока и напряжения через нулевое значение.

Оптико-электронные трансформаторы целесообразно применять в установках 750 кВ и выше, а также для измерения больших токов (20—50

кА) при напряжении 10 — 24 кВ, импульсных токов и параметров переходных режимов.

Лекция 15. Измерительные трансформаторы напряжения

Общие сведения и схемы соединения

Трансформатор напряжения предназначен для понижения высокого напряжения до стандартного значения 100 или $100/\sqrt{3}$ В и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения. Схема включения однофазного трансформатора напряжения показана на рис. 4.59, первичная обмотка включена на напряжение сети U_1 а ко вторичной обмотке (напряжение U_2) присоединены параллельно катушки измерительных приборов и реле. Для безопасности обслуживания один выход вторичной обмотки заземлен. Трансформатор напряжения в отличие от трансформатора тока работает в режиме, близком к холостому ходу, так как сопротивление параллельных катушек приборов и реле большое, а ток, потребляемый ими, невелик.

Номинальный коэффициент трансформации определяется следующим выражением:

$$K_U = U_{1 \text{ ном}} / U_{2 \text{ ном}},$$

где $U_{1 \text{ ном}}$, $U_{2 \text{ ном}}$ — номинальные первичное и вторичное напряжение соответственно.

Рассеяние магнитного потока и потери в сердечнике приводят к погрешности измерения

Так же как и в трансформаторах тока, вектор вторичного напряжения сдвинут относительно вектора первичного напряжения не точно на угол 180° . Это определяет угловую погрешность.

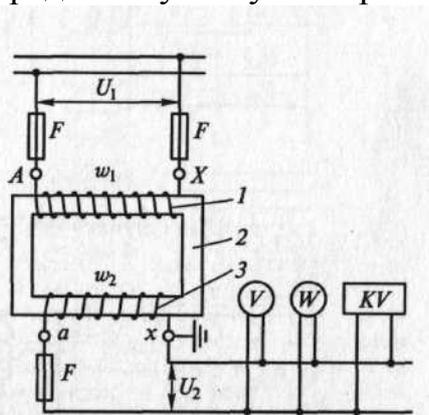


Рис. 4.59. Схема включения трансформатора напряжения:

1 — первичная обмотка; 2 — магнитопровод; 3 — вторичная обмотка

В зависимости от номинальной погрешности различают классы точности 0,2; 0,5; 1; 3.

Погрешность зависит от конструкции магнитопровода, магнитной проницаемости стали и от $\cos\varphi$ вторичной нагрузки. В конструкции

трансформаторов напряжения предусматривается компенсация погрешности по напряжению путем некоторого уменьшения числа витков первичной обмотки, а также компенсация угловой погрешности за счет специальных компенсирующих обмоток.

Суммарное потребление обмоток измерительных приборов и реле, подключенных ко вторичной обмотке трансформатора напряжения, не должно превышать номинальную мощность трансформатора напряжения, так как в противном случае это приведет к увеличению погрешностей.

В зависимости от назначения могут применяться трансформаторы напряжения с различными схемами соединения обмоток. Для измерения трех междуфазных напряжений можно использовать два однофазных двухобмоточных трансформатора НОМ, НОС, НОЛ, соединенных по схеме открытого треугольника (рис. 4.60, а), а также трехфазный двухобмоточный трансформатор НТМК, обмотки которого соединены в звезду (рис. 4.60, б). Для измерения напряжения относительно земли могут применяться три однофазных трансформатора, соединенных по схеме Y_o/Y_o , или трехфазный трехобмоточный трансформатор НТМИ (рис. 4.60, в). В последнем случае обмотка, соединенная в звезду, используется для присоединения измерительных приборов, а к обмотке, соединенной в разомкнутый треугольник, присоединяется реле защиты от замыканий на землю. Таким же образом в трехфазную группу соединяются однофазные трехобмоточные трансформаторы типа ЗНОМ и каскадные трансформаторы НКФ.

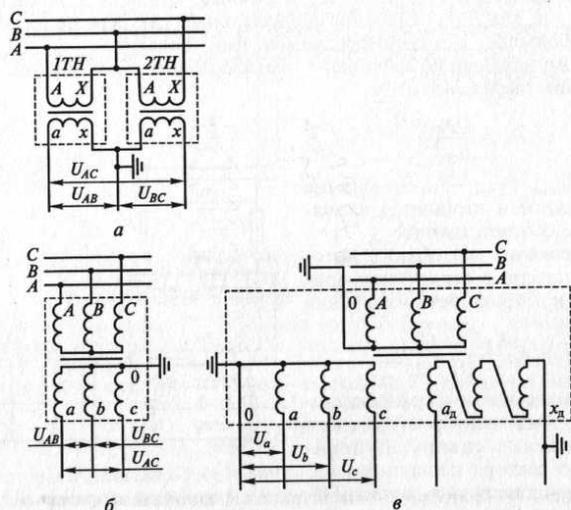


Рис. 4.60. Схемы соединения обмоток трансформаторов напряжения

Конструкции трансформаторов напряжения

По конструкции различают трехфазные и однофазные трансформаторы. Трехфазные трансформаторы напряжения применяются при напряжении до 18 кВ, однофазные — на любые напряжения. По типу изоляции трансформаторы могут быть сухими, масляными и с литой изоляцией.

Обмотки сухих трансформаторов выполняются проводом ПЭЛ, а изоляцией между обмотками служит электрокартон. Такие трансформаторы применяются в установках до 1000 В (НОС-0,5 — трансформатор напряжения однофазный, сухой, на 0,5 кВ).

Трансформаторы напряжения с масляной изоляцией применяются на напряжение 6—1150 кВ в закрытых и открытых распределительных устройствах. В этих трансформаторах обмотки и магнитопровод залиты маслом, которое служит для изоляции и охлаждения.

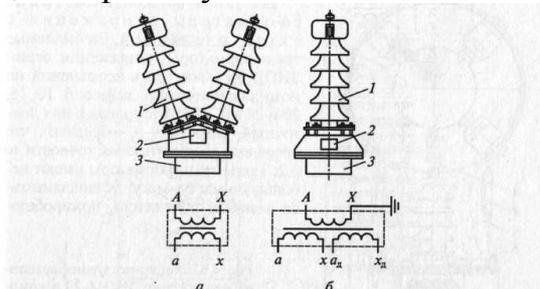


Рис. 4.61. Трансформаторы напряжения однофазные масляные:
 а — типа НОМ-35; б — типа ЗНОМ-35; 1 — ввод высокого напряжения; 2 —
 коробка вводов НН; 3 — бак

Следует отличать однофазные двухобмоточные трансформаторы НОМ-6, НОМ-10, НОМ-15, НОМ-35 от однофазных трехобмоточных ЗНОМ-15, ЗНОМ-20, ЗНОМ-35.

Схема обмоток первых показана на рис. 4.61, а. Такие трансформаторы имеют два ввода ВН и два ввода НН, их можно соединить по схемам открытого треугольника, звезды, треугольника. У трансформаторов второго типа (рис. 4.61, б) один конец обмотки В Н заземлен, единственный ввод ВН расположен на крышке, а вводы НН — на боковой стенке бака. Обмотка ВН рассчитана на фазное напряжение, основная обмотка НН — на $100/\sqrt{3}$ В, дополнительная обмотка — на $100/3$ В. Такие трансформаторы называются заземляемыми и соединяются по схеме, показанной на рис. 4.60, в.

Трансформаторы типов ЗНОМ-15, ЗНОМ-20, ЗНОМ-24 устанавливаются в комплектных шинопроводах мощных генераторов. Для уменьшения потерь от намагничивания их баки выполняются из немагнитной стали.

На рис. 4.62 показана установка такого трансформатора в комплектном токопроводе. Трансформатор с помощью ножевого контакта 3, расположенного на вводе ВН, присоединяется к пружинящим контактам, закрепленным на токопроводе 1, закрытом экраном 2. К патрубку 5 со смотровыми люками 4 болтами б прикреплена крышка трансформатора. Таким образом, ввод ВН трансформатора находится в закрытом отростке экрана токопровода. Зажимы обмоток НН выведены на боковую стенку бака и закрываются отдельным кожухом.

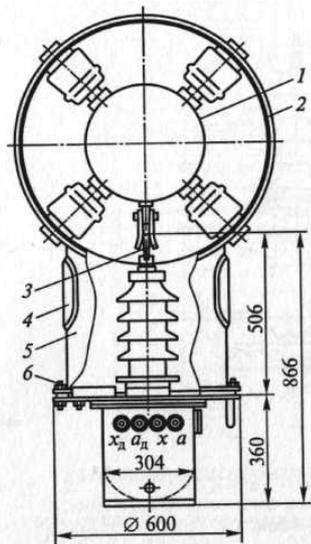


Рис. 4.62. Установка трансформатора напряжения ЗНОМ-20 в комплектном токопроводе:

1 — токопровод; 2 — экран; 3 — ножевой контакт; 4 — смотровой лючок; 5 — патрубок; 6 — крепежные болты

Все шире применяются трансформаторы напряжения с литой изоляцией. Заземляемые трансформаторы напряжения серии ЗНОЛ.06 имеют пять исполнений по номинальному напряжению: 6, 10, 15, 20 и 24 кВ. Магнитопровод в них ленточный, разрезной, С-образный, что позволило увеличить класс точности до 0,2. Такие трансформаторы имеют небольшую массу, могут устанавливаться в любом положении, пожаробезопасны. Трансформаторы ЗНОЛ.06 предназначены для установки в КРУ и комплектных токопроводах вместо масляных трансформаторов НТМИ и ЗНОМ, а трансформаторы серии НОЛ.08 — для замены НОМ-6 и НОМ-10.

В установках 110 кВ и выше применяются трансформаторы напряжения каскадного типа НКФ. В этих трансформаторах обмотка ВН равномерно распределяется по нескольким магнитопроводам, благодаря чему облегчается ее изоляция. Трансформатор НКФ-110 (рис. 4.63) имеет двухстержневой магнитопровод, на каждом стержне которого расположена обмотка ВН, рассчитанная на $U_{\phi}/2$. Так как общая точка обмотки ВН соединена с магнитопроводом, то он по отношению к земле находится под потенциалом $U_{\phi}/2$. Обмотки ВН изолируются от магнитопровода также на $U_{\phi}/2$. Обмотки НН (основная и дополнительная) намотаны на нижнем стержне магнитопровода. Для равномерного распределения нагрузки по обмоткам ВН служит обмотка связи П. Такой блок, состоящий из магнитопровода и обмоток, помещается в фарфоровую рубашку и заливается маслом.

Трансформаторы напряжения (ТВ) на 220 кВ состоят из двух блоков, установленных один над другим, т. е. имеют два магнитопровода и четыре ступени каскадной обмотки ВН с изоляцией на $U_{\phi}/4$. Трансформаторы напряжения НКФ-330 и НКФ-500 соответственно имеют три и четыре блока, т.е. шесть и восемь ступеней обмотки ВН.

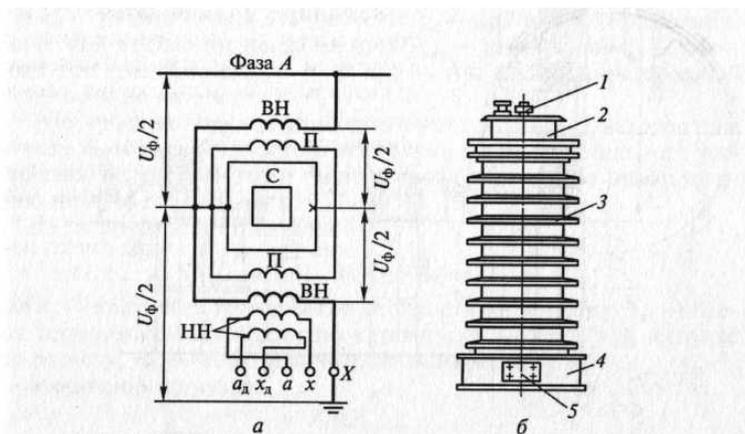


Рис. 4.63. Трансформатор напряжения НКФ-110:

a — схема; *б* — конструкция: 1 — ввод высокого напряжения; 2 — маслорасширитель; 3 — фарфоровая рубашка; 4 — основание; 5 — коробка вводов НН

Чем больше каскадов обмотки, тем больше их активное и реактивное сопротивления, возрастают погрешности, и поэтому трансформаторы НКФ-330, НКФ-500 выпускаются только в классах точности 1 и 3. Кроме того, чем выше напряжение, тем сложнее конструкция трансформаторов напряжения, поэтому в установках 500 кВ и выше применяются трансформаторные устройства с емкостным отбором мощности, присоединенные к конденсаторам высокочастотной связи С1 с помощью конденсатора отбора мощности С2 (рис. 4.64, а). Напряжение, снимаемое с С2 (10—15 кВ), подается на трансформатор *TV*, имеющий две вторичные обмотки, которые соединяются по такой же схеме, как и у трансформаторов НКФ или ЗНОМ. Для увеличения точности работы в цепь его первичной обмотки включен дроссель *L*, с помощью которого контур отбора напряжения настраивается в резонанс с конденсатором С2. Дроссель *L* и трансформатор *TV* встраиваются в общий бак и заливаются маслом. Заградитель ЗВ не пропускает токи высокой частоты в трансформатор напряжения. Фильтр присоединения *Z* предназначен для подключения высокочастотных постов защиты. Такое устройство получило название емкостного трансформатора напряжения НДЕ. На рис. 4.64, б показана установка НДЕ-500-72.

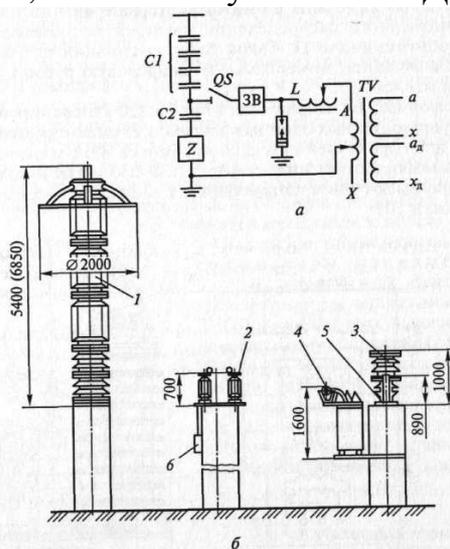


Рис. 4.64. Трансформатор напряжения НДЕ:

a — схема; *б* — установка НДЕ-500-72: 1 — делитель напряжения; 2 — разъединитель; 3 — трансформатор напряжения и дроссель; 4 — заградитель высокочастотный; 5 — разрядник; 6 — привод

При надлежащем выборе всех элементов и настройке схемы устройство НДЕ может быть выполнено на класс точности 0,5 и выше. Для установок 750 и 1150 кВ применяются трансформаторы НДЕ-750 и НДЕ-1150.

Лекция 16. Электродинамическое действие токов короткого замыкания

Прохождение токов в проводниках приводит к возникновению между ними электродинамических (механических) усилий. Одинаковое направление токов в параллельных проводниках вызывает их притяжение, противоположное — их отталкивание. В режиме нормальной нагрузки механические силы взаимодействия незначительны, но при КЗ они могут достигать значений, опасных для электрических аппаратов и ошинок, вызывать их деформацию и даже разрушение.

Из теоретической электротехники известно, что сила взаимодействия между двумя проводниками при прохождении по ним токов I_1 и I_2 определяется по формуле

$$F = 2 \cdot 10^{-7} i_1 i_2 (l/a) k_\phi,$$

где i_1, i_2 — мгновенные значения токов в проводниках, А; l — длина проводников, м; a — расстояние между осями проводников, м; k_ϕ — коэффициент формы, учитывающий форму сечения и взаимное расположение проводников (для круглых проводников сплошного сечения, кольцевого сечения, шин коробчатого сечения с высотой сечения 0,1 м и более принимается $k_\phi = 1$; для проводников прямоугольного сечения k_ϕ определяется по кривым, приведенным на рис. 4.4).

Наибольшие механические усилия между проводниками возникают в режиме короткого замыкания в момент, когда ток КЗ достигает ударного значения.

Максимальную силу, действующую в трехфазной системе проводников на расчетную фазу, следует определять по формулам, Н:

при трехфазном КЗ

;

при двухфазном КЗ

;

где $k_{рас}$ — коэффициент, зависящий от взаимного расположения проводников ([3.2, табл. 1] и [3.3, табл. 7.3]); в учебном проектировании при расположении шин в одной плоскости или по вершинам равностороннего

треугольника принимается $k_{расп} = 1,0$; при расположении по вершинам прямоугольного треугольника — $k_{расп} 0,95$

Для предотвращения механических повреждений под действием усилий, возникающих в проводниках при протекании по ним токов КЗ, *все элементы токоведущей конструкции должны обладать электродинамической стойкостью, т.е. должны выдерживать механические усилия, возникающие при протекании токов КЗ, без деформаций, препятствующих их дальнейшей нормальной эксплуатации.*

В зависимости от вида электрооборудования условия проверки его на электродинамическую стойкость различны. Например, заводы-изготовители указывают гарантированный ток КЗ $I_{дин}$ (или I_{max} , или $I_{пр.ск}$), при котором обеспечивается электродинамическая стойкость аппаратов (выключателей, разъединителей). При выборе их должно выполняться условие: $I_{уд} < I_{дин}$, кА.

Шинная конструкция обладает электродинамической стойкостью, если выполняются условия:

$$\sigma_{max} \leq \sigma_{доп} ;$$

$$F_{max} \leq F_{доп} ,$$

где $\sigma_{max}, \sigma_{доп}$ — соответственно максимальное расчетное и допустимое напряжения в материале шин, МПа (см. табл. 4.2); $F_{max}, F_{доп}$ - соответственно максимальная расчетная и допустимая механические нагрузки на изоляторы, Н (задается в каталогах).

В соответствии с ПУЭ проверка электродинамической стойкости гибких токопроводов на максимальное сближение и тяжение проводников при КЗ производится только при $I_{уд} > 50$ кА [1.12, п. 1.4.2].

Методы проведения расчетов по определению электродинамической стойкости шин и аппаратов рассматриваются в гл. 4.

Частные случаи, когда допустимо не проверять аппараты и проводники на электродинамическую стойкость, оговорены в [1.12, п. 1.4.3].

Например, не проверяются на электродинамическую стойкость аппараты и шины цепей трансформаторов напряжения при расположении их в отдельной камере; аппараты и проводники, защищенные предохранителями с плавкими вставками на ток до 60 А.

Лекция 17. Термическое действие токов короткого замыкания

При протекании по проводникам электрического тока проводники нагреваются. При нагреве проводника током нагрузки часть выделенной

теплоты рассеивается в окружающую среду, причем степень рассеивания зависит от условий охлаждения.

При протекании тока КЗ температура проводников значительно возрастает, так как токи при КЗ резко увеличиваются, а длительность КЗ мала, поэтому теплота, выделяющаяся в проводнике, не успевает передаться в окружающую среду и практически все идет на нагрев проводника. Нагрев проводника при КЗ может достигать опасных значений, приводя к плавлению или обугливанию изоляции, к деформации и плавлению токоведущих частей и т. п.. Критерием термической стойкости проводников являются допустимые температуры нагрева их токами КЗ ($\vartheta_{\text{доп}}$, °С), которые приведены в [3.2, табл. 6; 3.3, табл. 8.1] и табл. 3.15.

Проводник или аппарат считается термически стойким, если его температура нагрева в процессе КЗ не превышает допустимых величин. Условие термической стойкости в общем случае выглядит так, °С:

$$\vartheta_{\text{кон}}^0 \leq \vartheta_{\text{доп}}^0$$

где $\vartheta_{\text{кон}}^0$ — конечное значение температуры проводника в режиме КЗ.

Таблица 3 Предельно допустимые температуры нагрева проводников при коротких замыканиях

Вид проводника	Аоп. °С
Шины алюминиевые	200
Шины медные	300
Шины стальные, не имеющие с аппаратами	400
Шины стальные с непосредственным аппаратам	300
Кабели с бумажной пропитанной изоляцией	
напряжение, кВ:	
1	250
6-10	200
20-35	130
110-220	125
Кабели и изолированные провода с медными и алюминиевыми жилами и изоляцией из:	
поливинилхлоридного пластика	160
резины	160
полиэтилена (номинальное напряжение вулканизированного (сшитого) полиэтилена)	130
напряжение кабелей до 35 кВ)	250
Медные неизолированные провода при	
менее 20	250
20 и более	200
Алюминиевые неизолированные провода при	
тяжениях, Н/мм ² :	
менее 10	200
10 и более	160
Алюминиевая часть сталеалюминиевых	200

В соответствии с [3.2, разд. 3] количественную оценку степени термического воздействия тока КЗ на проводники и электрические аппараты рекомендуется производить с помощью интеграла Джоуля

$$B_k = \int_0^{t_{откл}} i_{kt}^2 dt$$

где i_{kt} - полный ток КЗ в произвольный момент времени t , А; $t_{откл}$ — расчетная продолжительность КЗ, с.

Интеграл Джоуля является сложной функцией, зависящей от параметров источников энергии, конфигурации исходной расчетной схемы, электрической удаленности места КЗ от источников и других факторов. Подробно методы оценки и определения B_k даны в [3.2, п. 3.1] и [3.3, п. 8.2]. Для ориентировочных расчетов интеграла Джоуля B_k в цепях, имеющих значительную удаленность от источников питания, можно использовать формулу, кА²-с,

,

где $I_{по}$ - действующее значение периодической составляющей тока КЗ в момент $t=0$ от эквивалентного источника, кА; $T_{а.экв}$ — эквивалентная

постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ, с;
 $t_{откл}$ — расчетная продолжительность КЗ, с.

Наиболее сложным является случай определения интеграла Джоуля при КЗ вблизи генераторов или синхронных компенсаторов ([3.2, п. 3.1 и 3.3, п. 8.2]). Но в учебном проектировании и здесь можно воспользоваться формулой (3.46), так как полученное при этом значение B_k будет несколько завышено, а проводники и аппараты, выбранные в мощных присоединениях (генератор, трансформатор связи и др.) по условиям длительного режима и электродинамической стойкости, имеют значительные запасы по термической стойкости. Исходя из вышеизложенных соображений, в формуле (3.46) в качестве $T_{a.экв}$ можно принять наибольшее из значений T_a тех источников, которые подпитывают место КЗ, если таковых имелось несколько, так как это ведет к увеличению расчетного интеграла Джоуля и не дает погрешности при проверке аппаратов на термическую стойкость.

При определении интеграла Джоуля необходимо достаточно точно определить $t_{откл}$. Согласно ПУЭ [1.12, п. 1.4.8] расчетная продолжительность КЗ $t_{откл}$ складывается из времени действия основной релейной защиты данной цепи ($t_{рз}$) с учетом действия АПВ и полного времени отключения выключателя ($t_{откл.в}$), которое указывается в каталожных данных выключателей, с,

Для цепей генераторов с $P_{номG} \geq 60$ МВт ПУЭ рекомендуется принимать $t_{откл} = 4$ с, т.е. по времени действия резервной защиты. Заводы-изготовители в каталогах приводят значения гарантированного среднеквадратичного тока термической стойкости ($I_{тер}$, кА) и допустимого времени его протекания ($t_{тер}$, с) для электрических аппаратов (выключателей, разъединителей, трансформаторов тока и др.).

В этом случае условие термической стойкости аппаратов в режиме КЗ выглядит так, $кА^2 \cdot с$,

$$B_k \leq I_{тер}^2 t_{тер}.$$

При проверке термической стойкости проводника, имеющего стандартное сечение $q_{стан}$, $мм^2$, должно быть выполнено условие

$$q_{стан} \geq q_{min},$$

де q_{min} — минимальное сечение проводника, $кВ$ — номинальное напряжение, $с$ — функция, определяющая зависимость q_{min} от $U_{ном}$ и $t_{откл}$.

Таблица 1 Значение параметра C_m для жестких шин

Система	Материал проводника или марка сплава	Значение C_m , $A \cdot c^{1/2}/mm^2$, при начальной температуре, °C		
		70	90	120
—	Медь	170	...	
Al	АДО	90	81	68
	АДШ	91	82	69
	АДОМ, АДШ	92	83	70
Al-Mg-Si	АД31Т1	85	77	64
	АД31Т	82	74	62
	АД33Т1	77	71	59
	АД33Т	74	67	57
	АВТ1	73	66	55
	АВТ	71	63	53
Al-Zn-Mg	1911	71	63	53
	1915, 1915Т	66	60	51
Al-Mg-Mn	АМг5	63	57	48
—	Сталь при $\vartheta_{дон} = 400$ °C	70		...
	Сталь при $\vartheta_{дон} = 300$ °C	60		

Таблица 2 Значения параметра C_m для кабелей

Характеристика кабелей	Значение C_m $A \cdot c^{1/2}/mm^2$
Кабели до 10 кВ: с медными жилами с алюминиевыми жилами	140
	90
Кабели 20—30 кВ: с медными жилами с алюминиевыми жилами	105
	70
Кабели и изолированные провода с поливинил-хлоридной или резиновой изоляцией: с медными жилами с алюминиевыми жилами	120
	75
Кабели и изолированные провода с полиэтиленовой изоляцией: с медными жилами с алюминиевыми жилами	103
	65

Таблица 3 Значение параметра C_m для проводов

Материал провода	Марка провода	Значение $C_m, A \cdot s^{1/2} / \text{мм}^2$, при допустимых температурах нагрева проводов при КЗ, $^{\circ}\text{C}$		
		160	200	250
Медь	М	—	142	162
Алюминий	А, АКП, Ап, АпКП	76	90	—
Алюминиевый сплав	АН, АНКП, АЖ,	69	81	—
	АЖКП	66	77	—
Алюминий - сталь	АСК, АпС, АСКС, АпСКС, АпСК, АС, АСКП	76	90	—

В ПУЭ оговорен ряд случаев, когда допустимо не проверять проводники и аппараты на термическую стойкость при КЗ. Это касается проводов воздушных ЛЭП, аппаратов и проводников цепей, защищенных плавкими предохранителями, и др. [1.12, п. 1.4.3].

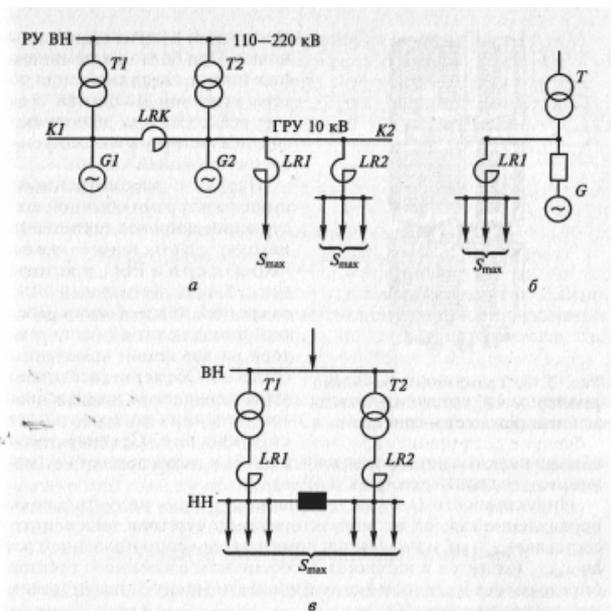


Рис. 3.17. Схемы подключения токоограничивающих реакторов:
 а — на ТЭЦ, имеющих ГРУ; б — на ТЭЦ блочного типа; в — на подстанциях

Лекция 18. Токоограничивающие реакторы

Реакторы служат для искусственного увеличения сопротивления короткозамкнутой цепи, а следовательно, для ограничения токов КЗ и поддержания необходимого уровня напряжения при повреждениях за реакторами.

Реактор представляет собой индуктивную катушку без сердечника, поэтому его сопротивление не зависит от протекающего тока.

Токоограничивающие реакторы применяются на станциях типа ТЭЦ:

а) между секциями ГРУ (секционные реакторы) — реактор *LRK* на рис. 3.17, *а*;

б) для питания местных потребителей от сборных шин ГРУ (линейные *LR1* или групповые *LR2* реакторы) — рис. 3.17, *а*;

в) для питания местных потребителей от блочных ТЭЦ через реактированные отпайки — рис. 3.17, *б*.

Иногда возникает необходимость установки токоограничивающих реакторов в цепях вводов низшего напряжения понижающих трансформаторов на подстанциях (рис. 3.17, *в*).

В настоящее время широкое применение получили токоограничивающие бетонные реакторы с алюминиевой обмоткой марки РБ (рис. 3.18). Витки обмотки изолированы друг от друга, намотаны на специальный каркас и укреплены в бетонных колоннах, которые предотвращают их смещение под действием собственной массы и электродинамических усилий при протекании токов КЗ. От заземленных конструкций, а при вертикальной установке — и от соседних фаз, реакторы изолируются с помощью опорных изоляторов. Бетонные реакторы выпускаются на номинальные токи до 4000 А и изготавливаются для вертикальной, горизонтальной и ступенчатой установки. При больших номинальных токах в целях снижения потерь активной мощности в самих реакторах они выполняются с искусственным охлаждением (вентиляцией камер). Наряду с рассмотренным выше реакторами обычной конструкции широкое применение находят сдвоенные реакторы серии РБС, у которых имеется дополнительный вывод от средней точки обмотки. Средний вывод делит обмотку реакторатора на две ветви, намотанные согласно. Обе ветви рассчитывают на одинаковый номинальный ток, величина которого задается в каталоге. Средний вывод обычно подключают к источнику питания и рассчитывают на двойной номинальный ток (рис. 3.19, *а*).

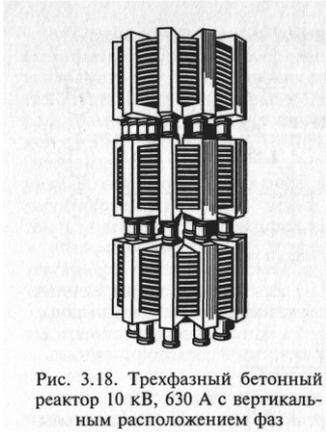


Рис. 3.18. Трехфазный бетонный реактор 10 кВ, 630 А с вертикальным расположением фаз

Индуктивности L ветвей одинаковы, поэтому индуктивное сопротивление каждой ветви реактора при отсутствии тока в другой составляет $x_B = \omega L$ и называется номинальным сопротивлением ветви $x_{ном.в}$ (задается в каталоге). Особенности сдвоенного реактора определяются наличием магнитной связи между ветвями (взаимной индуктивности L).

Рассмотрим работу сдвоенного реактора в нагрузочном режиме (рис. 3.19, б). В процессе эксплуатации стараются равномерно загрузить обе ветви реактора, тогда $I_1 = I_2 = I$, а сопротивление каждой ветви составит

$$x_1 = x_2 = \omega L - \omega M = \omega L \left(1 - \frac{M}{L}\right) = x_{ном.в} (1 - k_{св}),$$

где $k_{св} = \frac{M}{L}$ - коэффициент связи обмоток реактора (обычно сдвоенные реакторы выполняются с $k_{св} = 0,4 \dots 0,6$).

Если принять $k_{св} = 0,5$, то в нагрузочном режиме сопротивление каждой ветви реактора уменьшится по сравнению с аналогичным одинарным реактором и составит

$$x'_в = x_{ном.в} (1 - 0,5) = 0,5 x_{ном.в}.$$

Следовательно, сдвоенный реактор позволяет уменьшить падение напряжения (снизить потери мощности) в каждой ветви реактора в нагрузочном режиме и сократить габаритные размеры распределительного устройства.

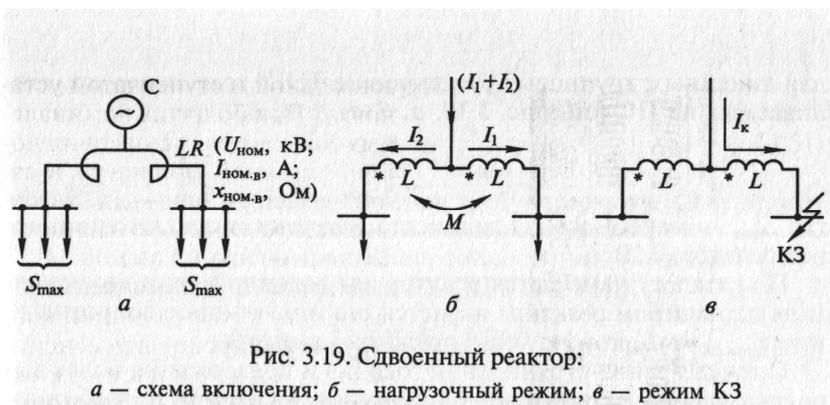


Рис. 3.19. Сдвоенный реактор:

а - схема включения; б - нагрузочный режим; в - режим КЗ

Рассмотрим режим КЗ за одной из ветвей реактора (рис. 3.19, в).

Величина тока КЗ в этом режиме будет определяться индуктивным сопротивлением той ветви реактора, по которой он протекает, т. е.

Очевидно, что в режиме КЗ сдвоенный реактор ограничивает ток КЗ так же, как и одинарный реактор с теми же номинальными параметрами.

В настоящее время выпускают сухие одинарные токоограничивающие реакторы внутренней установки типа РТОС, рассчитанные на $U_{ном} = 10$ кВ, $I_{ном} = 1600, 2500, 4000$ А.

Выбор токоограничивающих реакторов

Реакторы выбирают в зависимости от места их установки, по номинальному напряжению, току и индуктивному сопротивлению.

Для установки в ГРУ ТЭЦ применяются реакторы внутренней установки, для питания местных потребителей на блочных ТЭЦ и на подстанциях — реакторы наружной установки, если они удовлетворяют всем условиям проверки.

Номинальное напряжение реактора должно соответствовать номинальному напряжению установки, кВ,

$$U_{уст} < U_{НОМЛР}.$$

Номинальный ток реактора (или ветви сдвоенного реактора) не должен быть меньше максимального длительного тока нагрузки цепи, в которую он включен, А,

$$I_{уст} < I_{НОМЛР}.$$

где для секционного реактора LRK на ГРУ ТЭЦ (см. рис. 3.17, а) ток, А,

$$I_{\max LRK} = 0,7 I_{номG} = 0,7 \frac{S_{номG}}{\sqrt{3} U_{номG}};$$

для линейных, групповых реакторов на ТЭЦ, реакторов, устанавливаемых на ПС (см. рис. 3.17, а, б, в), ток, А,

где S_{\max} — максимальная мощность нагрузки, подключенной через реактор, МВА.

По каталогу намечается реактор для заданной цепи, но основным параметром реактора является его индуктивное сопротивление $X_{НОМЛР} = \omega L$, которое еще предстоит выбрать.

С точки зрения ограничения тока КЗ и поддержания более высокого уровня остаточного напряжения на шинах потребителя, целесообразнее иметь возможно большее сопротивление реактора, но в нагрузочном

режиме это приведет к увеличению потерь напряжения и мощности в самом реакторе. Исходя из этого, выбор индуктивного сопротивления реактора производится следующим образом.

При выборе сопротивления секционного реактора, установленного на ГРУ ТЭЦ, принимают наибольшее значение из указанных в каталоге для намеченного типа реактора.

Для всех остальных случаев применения реакторов требуемое индуктивное сопротивление их определяют, исходя из условий необходимости ограничения тока КЗ до заданного уровня. Уровень ограничения тока КЗ определяется или коммутационной способностью выключателей, устанавливаемых в комплектных распределительных устройствах (КРУ или КРУН), или необходимостью обеспечить термическую стойкость силовых кабелей электросети. Расчет требуемого сопротивления реактора (рис. 3.20) ведется в следующем порядке.

1. Определяется результирующее сопротивление цепи КЗ до места установки реактора (дот. К-1, рис. 3.20), Ом,

где $I_{п0}^{K-1}$ — известное начальное значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ в т. К-1, кА.

2. Определяется требуемое сопротивление цепи КЗ, Ом,

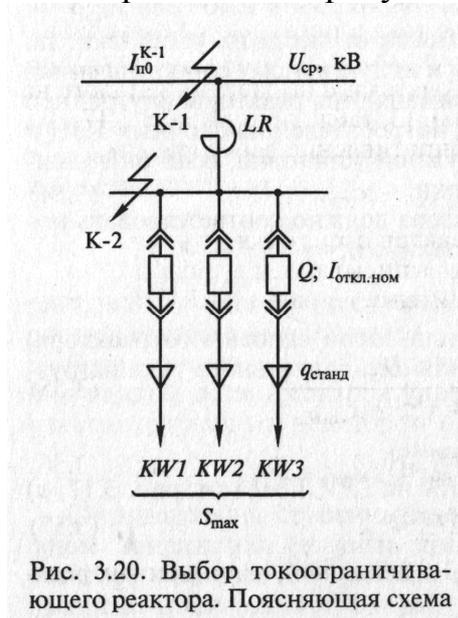


Рис. 3.20. Выбор токоограничивающего реактора. Поясняющая схема

для снижения тока КЗ до величины $I_{п0\text{ треб}}^{K-2}$

где $I_{п0\text{ треб}}^{K-2}$ - наименьшее значение требуемого тока КЗ за реактором (т. К-2), кА, определенное по двум условиям:

а) исходя из отключающей способности выключателей Q , устанавливаемых в комплектных РУ (КРУ, КРУН)

$$I_{\text{по треб}}^{K-2} = \frac{I_{\text{откл.ном}} (1 + \beta_{\text{норм}}^*)}{1 + e^{-\tau/T_a}}$$

где $I_{\text{откл.ном}}$ - номинальный ток отключения выключателя, кА; $\beta_{\text{норм}}^*$ - нормированное содержание аperiodической составляющей в отключаемом токе, о.е. (задается в каталоге на выключатели или определяется в разд. 4 по рис. 4.3б; при $\tau > 0,1$ с принимается $\beta_{\text{норм}}^* = 0$); $\tau = 0,01 + t_{\text{с.в.откл}}$, с - расчетное время КЗ; $t_{\text{с.в.откл}}$ - собственное время отключения выключателя, с (задается в каталоге на выключатели); T_a - постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ, с, (см. табл. 3.б) для цепей, защищенных реактором;

б) исходя из обеспечения термической стойкости силовых кабелей электросети, кА,

где $q_{\text{станд}}$ - стандартное сечение кабеля, предварительно выбранное по экономической плотности тока и проверенное по условию нагрева

3. Определяется требуемое сопротивление реактора, Ом,

4. По выбранным Q и $I_{\text{по треб}}^{K-2}$ определяется величина $I_{\text{откл.ном}}$ по каталогу выключателей (рис. 4.3б) и $\beta_{\text{норм}}^*$ по рис. 4.3б.

Здесь T_a , $k_{\text{уд}}$ берутся из табл. 3.б для цепей, защищенных реактором.

Выбранный реактор проверяется:

а) на электродинамическую стойкость в режиме КЗ по условию:

$$i_{\text{уд}}^{K-2} \leq i_{\text{дин}}, \text{ кА};$$

б) на термическую стойкость в режиме КЗ:

$$B_k = (I_{\text{по треб}}^{K-2})^2 (t_{\text{откл}} + T_a) \leq B_{\text{тер}} = I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}}, \text{ кА}^2 \text{с},$$

где $i_{дин}$, $I_{тер}$, $t_{тер}$ - номинальные параметры реактора (задаются в каталоге).

При необходимости проверяется величина остаточного напряжения на шинах 6 (10) кВ при КЗ за реактором, кВ,

$$U_{ост} \% = x_{номLR} \frac{\sqrt{3} I_{п0}^{K-2}}{U_{ном}} 100\% .$$

Для обеспечения условия самозапуска двигателей необходимо, чтобы
, кВ.

Реактор считается пригодным для установки в рассматриваемой цепи, если он удовлетворяет всем условиям выбора и проверки.

Следует отметить, что при использовании индивидуальных и групповых токоограничивающих реакторов большого сопротивления в них имеет место значительная потеря напряжения в нормальном режиме работы цепи. Поэтому для случаев, когда требуются значительные ограничения токов КЗ, разработаны специальные безынерционные токоограничивающие устройства (БТУ), способные ограничить как установившийся, так и ударный ток КЗ. БТУ состоят из той или иной комбинации линейных, нелинейных и пороговых элементов. Отдельные устройства имеют специальные системы управления. В общем случае параметры БТУ как управляемого элемента энергосистем должны удовлетворять следующим условиям.

1. При $I_{\max} \leq I_{гран}$ сопротивление БТУ должно быть минимально:

$$Z_{БТУ} \rightarrow 0, \Delta U_{БТУ} \rightarrow 0,$$

здесь I_{\max} - ток максимальной нагрузки (с учетом допустимого перегруза) в цепи, где стоит БТУ; $I_{гран}$ - граничный ток, при котором БТУ должно сработать.

2. При $I < I_{гран}$ сопротивление БТУ изменяется так, чтобы

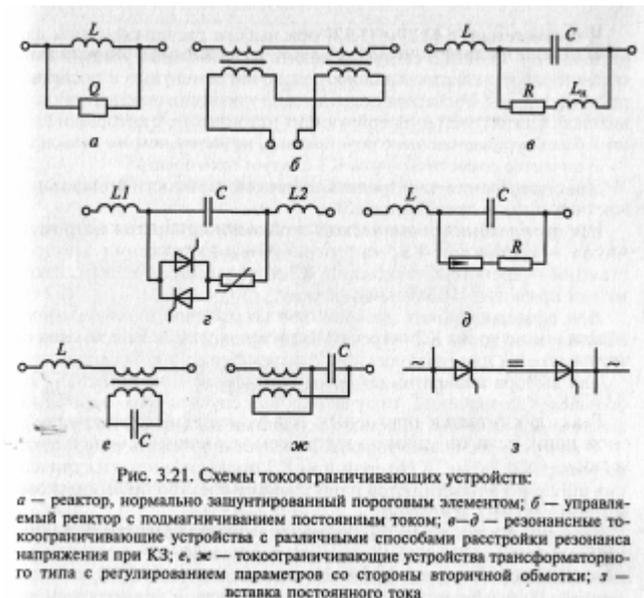
,

где $\Delta Z_{нагр}$ - изменение сопротивления нагрузки за БТУ при КЗ.

3. БТУ должно обладать стабильностью характеристик при изменении схемы сети и не вносить нелинейных искажений в параметры основной цепи в нормальном режиме.

Второе условие выполнить трудно, поэтому принятие того или иного вида БТУ для конкретной схемы электроустановки определяется на основании технико-экономических расчетов с учетом стоимости БТУ и того эффекта, который может дать его установка в электросети.

Принципиальные схемы БТУ представлены на рис. 3.21.



Расчетные условия для проверки электрических аппаратов и токоведущих частей по режиму короткого замыкания

Проводники и аппараты электроустановок должны удовлетворять расчетным условиям их работы при различных режимах работы электроустановки, в том числе и при коротких замыканиях. Для проверки проводников и аппаратов на электродинамическую и термическую стойкость при КЗ необходимо выбрать расчетную схему электроустановки, расчетный вид КЗ, расчетную точку и расчетную продолжительность КЗ.

В соответствии с [3.2] и [1.12] при выборе расчетной схемы для определения токов КЗ следует исходить из возможных условий длительной работы электроустановки, включая ремонтные и послеаварийные режимы. Расчетная схема должна учитывать перспективу развития внешних сетей и генерирующих источников, с которыми связана рассматриваемая электроустановка, не менее чем на пять лет.

В качестве расчетного вида КЗ следует принимать:

для определения электродинамической стойкости аппаратов и жестких шин - трехфазное КЗ;

для определения термической стойкости аппаратов и проводников - трехфазное КЗ; на генераторном напряжении электростанций - трех- или двухфазное КЗ в зависимости от того, какое из них приводит к большему нагреву;

при проверке гибких проводников по условию их допустимого сближения во время КЗ - трех- или двухфазное КЗ в зависимости от того, какое из них приводит к большему сближению проводников;

для выбора аппаратов по коммутационной способности - по большему из значений, получаемых для случаев трех- или однофазного КЗ на землю (в сетях с большими токами КЗ на землю).

В качестве расчетной точки КЗ следует принимать такую точку на расчетной схеме, в которой при КЗ проводники и электрические аппараты подвергаются наибольшему электродинамическому и термическому действию.

При расчете термической стойкости в качестве расчетного времени следует принимать сумму времен, получаемую от сложения времени действия основной защиты (с учетом действия АПВ), установленной у ближайшего к месту КЗ выключателя, и полного времени отключения этого выключателя. При наличии зоны нечувствительности у основной защиты термическую стойкость следует проверять по времени действия резервной защиты, в зону действия которой попадает рассматриваемый участок электроустановки. Аппаратура и токопроводы, применяемые в цепях генераторов мощностью 60 МВт и выше, а также в цепях блоков генератор - трансформатор такой же мощности должны проверяться по термической стойкости, исходя из времени прохождения тока КЗ, равного 4 с.

Для сокращения объемов вычислений используют тот факт, что в электроустановках существуют группы цепей, которые в отношении режима КЗ находятся примерно в одинаковых условиях. Это обстоятельство позволяет разбить всю схему электроустановки на отдельные зоны, в которых устанавливаются те или иные общие расчетные условия.

На рис. 3.22 приведены расчетные зоны станции типа ТЭЦ. Здесь зона I включает все цепи установки повышенного напряжения 110 - 220 кВ. Все цепи этой зоны рассчитываются по суммарным токам КЗ от всех источников питания при КЗ в т. К-1 на сборных шинах 110 - 220 кВ. Время отключения КЗ для оценки термической стойкости аппаратов этой зоны определяется по времени действия основных защит и полному времени отключения выключателей и может быть принято $t_{откл} = (0,16 - 0,2)$ с.

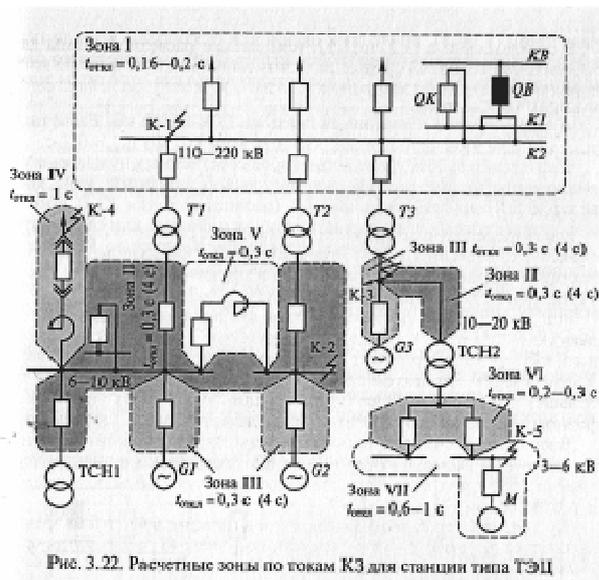


Рис. 3.22. Расчетные зоны по токам КЗ для станции типа ТЭЦ

Для цепей, входящих в *зону II*, расчетная точка КЗ - К-2 (на сборных шинах генераторного напряжения). Все аппараты и токоведущие части этой зоны проверяют по суммарным токам КЗ в т. К-2 от всех источников. С учетом полного времени отключения выключателей генераторного напряжения для этой зоны можно принять $t_{откл} = 0,3$ с.

Зона III - цепь ввода генератора, подключенного к сборным шинам ГРУ, или генератора, работающего по схеме блока генератор - трансформатор. Для этой цепи расчетной точкой КЗ является точка К-2 или К-3, но выбор аппаратов здесь производится по *наибольшему* току КЗ или от самого поврежденного генератора, или от всех остальных источников питания вместе взятых. Время отключения для *зоны III* принимается $t_{откл} = 0,3$ с, если $P_{номG} < 60$ МВт, и $t_{откл} = 4$ с, если $P_{номG} > 60$ МВт.

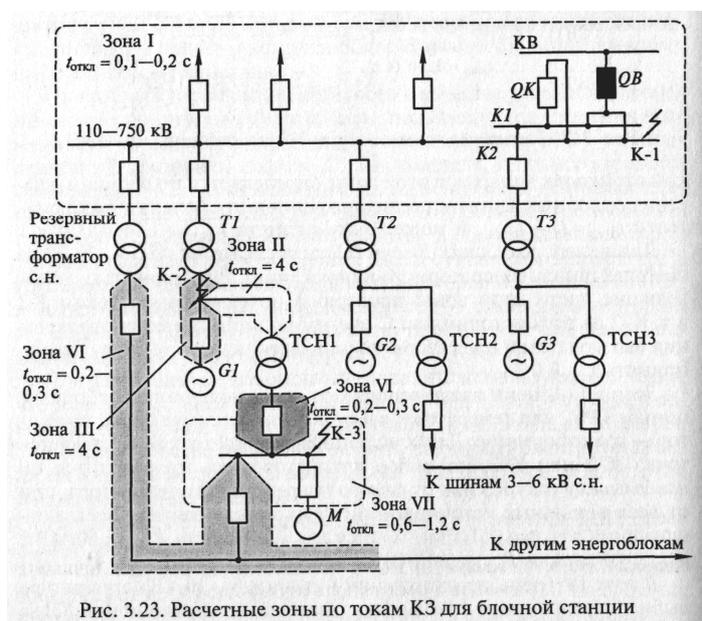
В *зоне IV* (цепь реактированной линии 6—10 кВ) аппаратура выбирается по сумме токов от всех источников питания при КЗ за реактором (т. К-4), но участок ошиновки от сборных шин до первых проходных изоляторов (очень небольшой) выбирается по суммарным токам КЗ в т. К-2. Время отключения для этой зоны можно принять $t_{откл} = 1,0$ с.

В *зону V* входит секционная связь на ГРУ 6 (10) кВ. Расчетные условия для этой зоны те же, что для *зоны III*, но $t_{откл} = 0,3$ с.

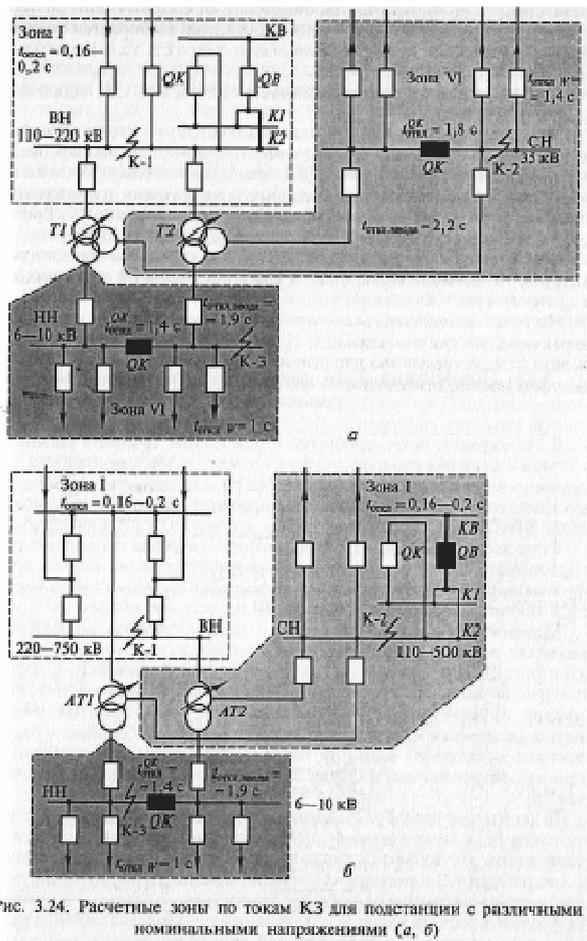
Цепи выводов НН трансформаторов собственных нужд (*зона VI*) аналогичны цепям *зоны III*, поэтому выбор аппаратов этой зоны ведется по *наибольшим* токам КЗ (расчетная точка К-5) или от всех вместе взятых внешних источников питания, или от двигателей, подключенных к сборным шинам, где произошло КЗ. Время отключения в этой зоне можно принять $t_{откл} = (0,2 — 0,3)$ с.

Оборудование, находящееся в зоне VII, проверяется по суммарному значению токов при КЗ в т. К-5 от всех источников, $t_{откл} = (0,6-1)с$.

На рис. 3.23 показана расчетная схема блочной электростанции с характерными для нее зонами I, II, III, VI, VII. Все, что было изложено выше, справедливо для выбора и проверки аппаратов и токоведущих частей, относящихся к указанным зонам блочных станций.



На рис. 3.24 приведены расчетные схемы понижающих подстанций с двумя трансформаторами или автотрансформаторами. Здесь по существу имеются только две зоны (I и VI). Расчетные точки КЗ и время отключения для выбора аппаратов и токоведущих частей в каждой зоне указаны на схемах, причем выбор аппаратов ведется по суммарным значениям токов КЗ в расчетной точке от всех источников питания. Если на подстанции устанавливаются синхронные компенсаторы, то появляется зона III (цепь ввода синхронного компенсатора), где в качестве расчетного для проверки аппаратов придется выбрать *наибольшее* из значений токов КЗ или от поврежденного синхронного компенсатора, или от всех остальных (внешних) источников питания. Если в цепях вводов 6 - 10 кВ ПС устанавливаются токоограничивающие реакторы, то появляется зона IV, в которой аппараты выбираются по суммарным значениям токов КЗ от всех источников при КЗ за реактором.



Лекция 19. Изоляторы

Различают изоляторы следующих видов: опорные, проходные и подвесные. Изоляторы должны отвечать ряду требований, определяющих их электрические и механические характеристики, в соответствии с назначением и номинальным напряжением, а также загрязненностью воздуха в районе установки. К электрическим характеристикам относятся: номинальное напряжение, пробивное напряжение, разрядные и выдерживаемые напряжения промышленной частоты в сухом состоянии и под дождем, импульсные 50%-ные разрядные напряжения обеих полярностей. Основной механической характеристикой является минимальная разрушающая нагрузка, H , приложенная к головке изолятора в направлении, перпендикулярном оси, а также жесткость или отношение силы, приложенной к головке изолятора в направлении, перпендикулярном оси, к отклонению головки от вертикали, $H/\text{мм}$.

Жесткость опорных изоляторов зависит от их конструкции и номинального напряжения. Изоляторы для напряжения до 35 кВ включительно обладают очень большой жесткостью, поскольку высота их относительно мала. Изоляторы для более высоких напряжений имеют большую высоту и меньшую жесткость. Она составляет в зависимости от

конструкции от 300 до 2000 Н/мм для изоляторов ПО кВ и 150 — 200 Н/мм для изоляторов 220 кВ. Это означает, что при КЗ головки изоляторов заметно отклоняются от своего нормального положения под действием электродинамических сил на проводники. Однако изоляторы не разрушаются при условии, что нагрузка на головку не превышает минимальной разрушающей нагрузки.

Опорные изоляторы предназначены для изоляции и крепления шин или токоведущих частей аппаратов на заземленных металлических или бетонных конструкциях, а также для крепления проводов воздушных линий на опорах. Их можно разделить на стержневые и штыревые.

Опорные стержневые изоляторы для внутренней установки серии ИО изготавливают для номинальных напряжений от 6 до 35 кВ. Они имеют фарфоровое коническое тело с одним небольшим ребром (рис. 3.6). Снизу и сверху предусмотрены металлические детали (армировка) для крепления изолятора на основании и крепления проводника на изоляторе. Высота фарфорового тела определяется номинальным напряжением. Диаметр тела и вид армировки определяются минимальной разрушающей нагрузкой: чем больше последняя, тем прочнее должен быть укреплен изолятор на основании. Изоляторы, рассчитанные на значительную механическую нагрузку, имеют снизу квадратные фланцы с отверстиями для болтов, а сверху — металлические колпаки с нарезными отверстиями для крепления шинодержателя и проводника. Элементы арматуры охватывают тело изолятора и соединены с фарфором цементным составом.

Изоляторы серии ИО изготавливают с минимальной разрушающей нагрузкой от 3,75 до 30 кН.

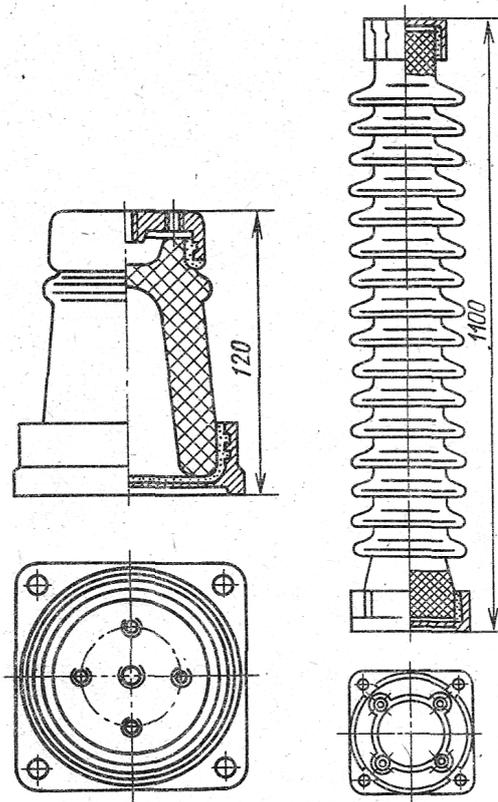


Рис. 3.6

Рис. 3.7

Рис. 3.6. Опорный стержневой изолятор для внутренней установки серии ИО 10 кВ с квадратным фланцем и колпаком

Рис. 3.7. Опорный стержневой изолятор для наружной установки серии ИОС 110 кВ.

Опорные стержневые изоляторы для наружной установки серии ИОС (рис. 3.7) отличаются от изоляторов описанной выше конструкции более развитыми ребрами, благодаря которым увеличивается разрядное напряжение под дождем. Их изготавливают для номинальных напряжений от 10 до ПО кВ. Минимальная разрушающая нагрузка находится в пределах от 3 до 20 кН.

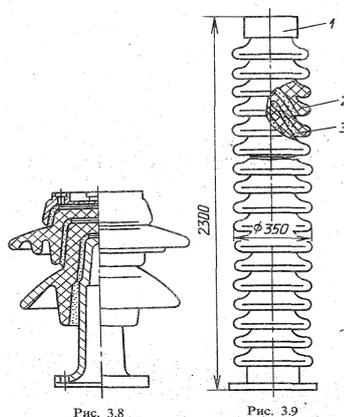


Рис. 3.8

Рис. 3.9

Рис. 3.8. Опорный многоэлементный изолятор (мультикон) 245 кВ

Рис. 3.9. Опорный штыревой изолятор для наружной установки серии ОНШ 35 кВ

Опорные штыревые изоляторы серии ОНШ также предназначены для наружной установки. Они имеют фарфоровое тело с далеко выступающими ребрами (крыльями) для защиты от дождя. Длина пути тока утечки по поверхности диэлектрика значительно больше соответствующего пути тока утечки по изолятору, предназначенному для внутренней установки. Изолятор укрепляется на основании с помощью чугунного штыря с фланцем. Для крепления токоведущих частей предусмотрен чугунный колпак с нарезными отверстиями. Штыревые изоляторы изготавливают для номинальных напряжений от 10 до 35 кВ и минимальной разрушающей нагрузки от 5 до 20 кН. Изолятор, показанный на рис. 3.8, рассчитан на номинальное напряжение 35 кВ. Штыревые изоляторы 110—220 кВ представляют собой колонки из нескольких изоляторов 35 кВ.

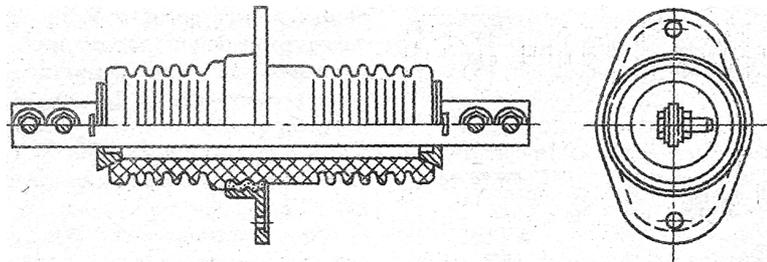


Рис. 3.10. Проходной изолятор для внутренней установки 10 кВ, 250 - 630 А

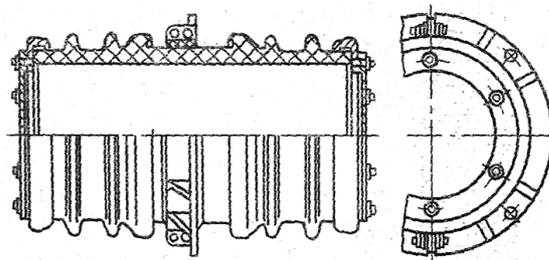


Рис. 3.11. Проходной изолятор для внутренней установки 20 кВ, 8000 - 12 500 А

В Англии, Франции и других странах строят опорно-штыревые изоляторы (рис. 3.9), составленные из большого числа фарфоровых элементов 2, соединенных между собой цементной связкой 3, получившие название «мультикон». Вверху изолятора крепится колпак 1, а внизу — металлический фланец. Высота изолятора для напряжения 245 кВ составляет 2300 мм. Такие изоляторы, собранные в одиночные колонки, используются в РУ до 765 кВ. Они обладают малой жесткостью и в то же время высокой прочностью на изгиб.

Проходные изоляторы предназначены для проведения проводника сквозь заземленные кожухи трансформаторов и аппаратов, стены и перекрытия зданий.

Проходные изоляторы для внутренней установки до 35 кВ включительно имеют полый фарфоровый корпус без наполнителя с небольшими ребрами. Для крепления изолятора в стене, перекрытии предусмотрен фланец, а для крепления проводника — металлические колпаки. Длина фарфорового корпуса определяется номинальным напряжением, а диаметр внутренней полости — сечением токоведущих стержней, следовательно, номинальным током. Изоляторы с номинальным током до 2000 А (рис. 3.11) снабжены алюминиевыми стержнями прямоугольного сечения. Изоляторы с номинальным током свыше 2000 А (рис. 3.11) поставляются без токоведущих стержней. Размеры внутренней полости выбраны здесь достаточными, чтобы пропустить через изолятор шину или пакет шин прямоугольного сечения, а при очень большом токе — трубу круглого сечения. Фланцы и колпаки, в особенности у изоляторов с большим номинальным током, изготавливают из немагнитных материалов (специальных марок чугуна, а также силумина — сплава на основе алюминия и кремния) во избежание дополнительных потерь мощности от индуктированных токов. У изоляторов, предназначенных для ввода жестких и гибких шин в здания РУ или шкафы КРУ наружной установки, часть фарфорового корпуса, обращенная наружу, имеет развитые ребра (рис. 3.12) для увеличения разрядного напряжения под дождем.

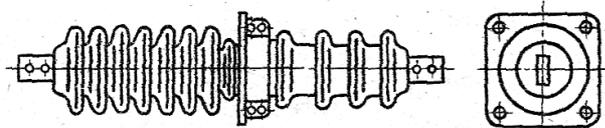


Рис. 3.12. Проходной изолятор наружно-внутренней установки 35 кВ, 400-630 А

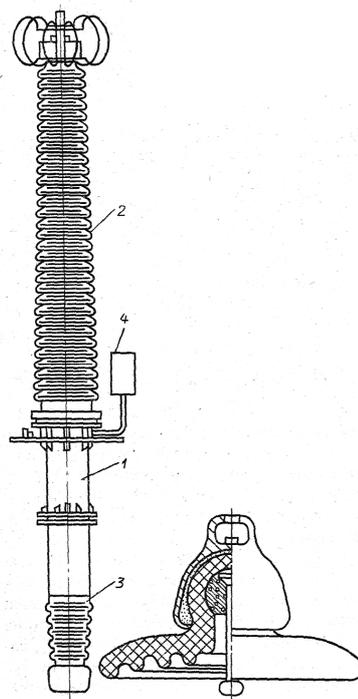


Рис. 3.13

Рис. 3.14

Рис. 3.13. Герметизированный бумажно-масляный ввод 500 кВ с выносным бачком давления

Рис. 3.14. Подвесной тарельчатый изолятор

Проходные изоляторы 110 кВ и выше в зависимости от назначения получили названия линейных или аппаратных вводов. Кроме фарфоровой они имеют бумажно-масляную изоляцию. На токоведущий стержень наложены слои кабельной бумаги с проводящими прокладками между ними. Размеры слоев бумаги и прокладок выбраны так, чтобы обеспечить равномерное распределение потенциала как вдоль оси, так и в радиальном направлении. Ввод (рис. 3.13) состоит из следующих частей: металлической соединительной втулки 1, предназначенной для закрепления ввода в кожухе аппарата или в проеме стены, верхней 2 и нижней 3 фарфоровых крышек, защищающих внутреннюю изоляцию от атмосферной влаги и служащих одновременно резервуаром для масла, заполняющего ввод. Вводы, предназначенные для аппаратов с маслом, имеют укороченную нижнюю часть; это объясняется более высоким разрядным напряжением по поверхности фарфора в масле сравнительно с разрядным напряжением в воздухе.

Вводы обычно герметизированы. Для компенсации температурных изменений в объеме масла предусмотрены компенсаторы давления, встроенные в верхнюю часть ввода или помещенные в особый бачок давления 4, соединенный с вводом гибким трубопроводом. Вводы имеют измерительное устройство, которое служит для контроля давления в системе ввод—бак.

Подвесные **изоляторы** предназначены для крепления многопроволочных проводов к опорам воздушных линий и РУ. Их конструируют так, чтобы они могли противостоять растяжению.

Тарельчатый изолятор (рис. 3.14) имеет фарфоровый или стеклянный корпус в виде диска с шарообразной головкой. Нижняя поверхность диска выполнена ребристой для увеличения разрядного напряжения под дождем, а верхняя поверхность диска — гладкой, с небольшим уклоном для стекания дождя. Внутри фарфоровой (стеклянной) головки цементом закреплен стальной оцинкованный стержень. Сверху фарфоровую головку охватывает колпак из чугуна с гнездом для введения в него стержня другого изолятора или ушка для крепления гирлянды к опоре. Число изоляторов в гирлянде выбирают в соответствии с номинальным напряжением.

Внутренней и наружной поверхностям фарфоровой головки придана такая форма, чтобы при тяжении провода фарфор испытывал только сжатие (как известно, прочность фарфора при сжатии значительно больше, чем при растяжении). Так обеспечивают высокую механическую прочность тарельчатых изоляторов. Они способны выдерживать тяжения

порядка 10^4 — 10^5 Н. Механическую прочность подвесных изоляторов характеризуют испытательной нагрузкой, которую изоляторы должны выдерживать в течение 1 ч без повреждений.

Расчетную нагрузку на тарельчатые изоляторы принимают равной половине часовой испытательной.

В местностях, прилегающих к химическим, металлургическим, цементным заводам, воздух содержит значительное количество пыли, серы и других веществ, которые образуют на поверхности изоляторов вредный осадок, снижающий их электрическую прочность. Вблизи моря и соленых озер воздух имеет большую влажность и содержит значительное количество соли, которая также образует вредный осадок. Нормальные изоляторы, используемые в районах, удаленных от источников загрязнения, имеют отношение длины пути утечки к наибольшему рабочему напряжению около 1,5 см/кВ. Для РУ, подверженных загрязнению, применяют изоляторы особой конструкции или увеличивают число изоляторов в гирляндах. Прибегают также к периодической обмывке или обтирке изоляторов.

Тарельчатые изоляторы, предназначенные для местностей с загрязненным воздухом (рис. 3.15), имеют увеличенную длину пути тока утечки и выполнены так, чтобы поверхность их была в наибольшей мере доступна очищающему действию дождя и ветра. При одинаковой степени загрязнения и увлажнения разрядные напряжения у изоляторов особой конструкции приблизительно в 1,5 раза выше, чем у изоляторов обычного исполнения.

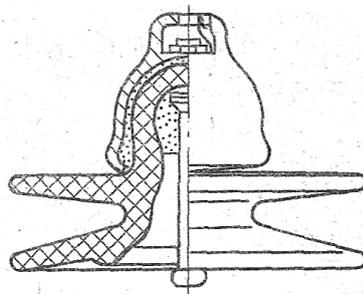


Рис. 3. Подвесной изолятор для местностей с загрязненным воздухом

Лекция 20. КОМПЛЕКТНЫЕ ТОКОПРОВОДЫ

Пофазно-экранированные токопроводы

Комплектным токопроводом принято называть токопровод с жесткими

изолированными проводниками и металлическим кожухом, изготовленный специализированным заводом по техническим условиям, согласованным с заказчиком, и поставляемый к месту установки частями, размеры и масса которых удобны для транспорта. Изоляцией в комплектных токопроводах служит обычно воздух; при высоких напряжениях — элегаз.

В пофазно-экранированных токопроводах (рис. 8.1) проводники каждой фазы вместе с опорными изоляторами охвачены проводящими заземленными экранами — кожухами, назначение которых заключается в следующем: 1) обеспечить безопасность обслуживания; 2) защитить проводники, изоляторы от пыли, влаги, случайного попадания посторонних предметов; 3) исключить возможность междуфазных замыканий в пределах токопровода; 4) уменьшить электродинамические силы взаимодействия между проводниками при внешних КЗ; 5) устранить нагревание индуктированными токами стальных несущих конструкций, арматуры железобетонных стен и перекрытий (§ 4.6).

Последние два требования могут быть выполнены, если внешнее магнитное поле (вне кожухов) будет возможно полнее компенсировано токами, индуктированными в кожухах. Это и имеет место в токопроводах с непрерывной замкнутой системой кожухов типа ТЭН (токопровод экранированный, непрерывный). Как видно из схемы рис. 8.2, секции кожухов каждой фазы соединены между собой сваркой. По концам токопровода кожухи трех фаз соединены с помощью приваренных алюминиевых перемычек в виде плит или труб. Заземляют экраны в одной точке, для чего одну из перемычек присоединяют к контуру заземления электростанции.

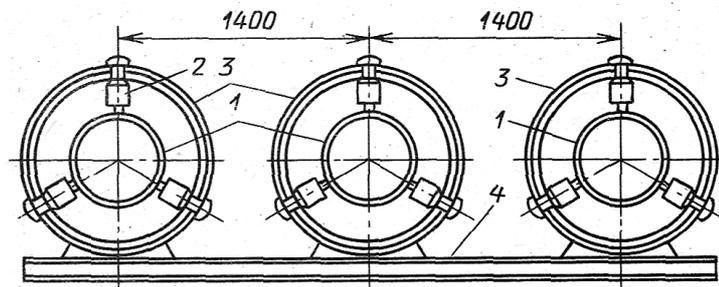


Рис. Пофазно-экранированный токопровод для генератора 500 МВт, 20 кВ, 18 кА (поперечный разрез):

1 — шины; 2 — изолятор; 3 — кожухи; 4 — стальная балка

Таким образом, кожухи образуют замкнутую трехфазную систему. В рабочем режиме в них индуктируются токи, приблизительно равные токам в проводниках, но направленные противоположно. Они проходят вдоль

кожухов, распределяясь равномерно по периметру, и переходят из одного кожуха в два других по концам токопровода. Геометрическая сумма их равна нулю. Эти токи в дальнейшем называются циркулирующими в отличие от вихревых токов, замыкающихся в пределах кожуха каждой фазы (подробнее ниже). Циркулирующие токи уменьшают внешнее магнитное поле токопровода. Если бы токи в кожухах в точности соответствовали токам в проводниках и находились с ними в фазе, то внешнее магнитное поле отсутствовало бы. Однако кожухи обладают активным сопротивлением. Вследствие этого токи в кожухах не точно совпадают по фазе с токами в проводниках и внешнее магнитное поле компенсируется не полностью. Однако в рабочем режиме индукция внешнего поля настолько мала, что опасность нагревания стальных конструкций индуктированными в них вихревыми токами практически отсутствует. Рассмотрим экранирующее действие непрерывной системы кожухов на электродинамические силы, действующие на проводники и кожухи при КЗ. Известно, что электродинамическая сила, действующая на единицу длины проводника, равна произведению его тока и индукции магнитного поля (около рассматриваемого проводника), создаваемого токами соседних проводников. Следовательно, для определения сил, действующих на проводники токопровода, необходимо прежде всего определить магнитную индукцию внутри кожухов при КЗ. Токи, индуктируемые в кожухах, уменьшают магнитную индукцию. Это уменьшение не одинаково для магнитных потоков от периодической и апериодической составляющих тока КЗ.

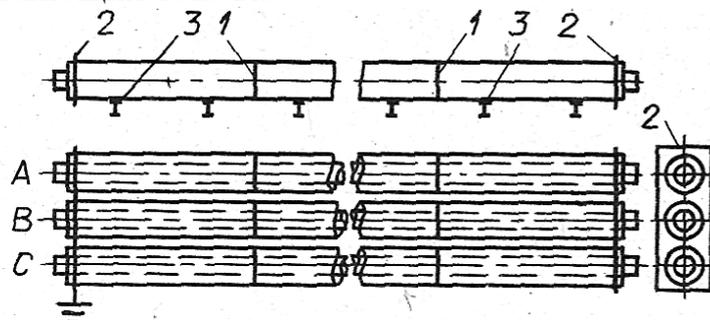


Рис. 8.2. Схема непрерывной замкнутой системы кожухов токопровода:

1 — место сварки; 2 — алюминиевые перемычки; 3 — поперечные балки

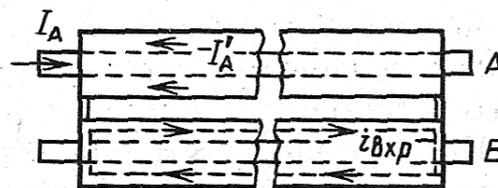


Рис. 8.3. Схема однофазного токопровода и направления циркулирующих и вихревых токов

Экранирующее действие непрерывной системы кожухов удобно проследить на примере однофазного (двухпроводного) токопровода [8.1]. Допустим, что ток I_A в проводнике фазы A (рис. 8.3) соответствует периодической составляющей тока КЗ с постоянной амплитудой. Требуется определить индукцию внутри кожуха фазы B . В кожухе фазы A индуцируется циркулирующий ток I'_A , близкий по значению к току I_A , но сдвинутый по фазе на некоторый угол вследствие влияния активного сопротивления кожуха. Этот угол невелик, поскольку активное сопротивление кожуха значительно меньше индуктивного сопротивления. Ток I'_A замыкается через кожух фазы B (на рисунке не показано). Магнитный поток, охватывающий кожух фазы A , определяется геометрической суммой токов I_A и $-I'_A$, или так называемым остаточным током, не превышающим $0,1I_A$. Следовательно, магнитная индукция вокруг кожуха фазы A от периодической составляющей тока КЗ не превышает 0,1 соответствующего значения при отсутствии кожуха. Этот уменьшенный магнитный поток индуцирует в кожухе фазы B периодические вихревые токи, замыкающиеся у пределов кожуха. В одной половине кожуха они направлены так же, как в проводнике фазы A , в другой половине — в противоположную сторону. Вихревые токи значительно меньше циркулирующих токов, однако они достаточны, чтобы препятствовать проникновению магнитного поля в кожух. В результате магнитная индукция около проводника B не превышает 0,01 соответствующей индукции при отсутствии кожухов: она уменьшается в 10 раз циркулирующим током в кожухе фазы A и еще в 10 раз вихревыми токами в кожухе фазы B . Соответственно уменьшается (т. е. практически исчезает) электродинамическая сила на проводник B , обусловленная периодической составляющей тока КЗ.

В переходном режиме ток КЗ содержит не только периодическую, но и апериодическую составляющую, затухающую с постоянной времени T_a . Поэтому при КЗ токи, индуцируемые в кожухах, также содержат апериодические составляющие, уменьшающие апериодическую составляющую индукции внешнего магнитного поля, а также поля в кожухах. Эти токи затухают с постоянными времени, значительно меньшими постоянной T_a (значение последней принято здесь 0,4 с). В начальный момент апериодическая составляющая индукции вокруг кожуха A равна нулю, поскольку она полностью компенсируется апериодической составляющей циркулирующего тока, возникающего в кожухе. По мере затухания последнего составляющая магнитной индукции увеличивается, достигает максимального значения и затем уменьшается вследствие затухания апериодической составляющей тока КЗ (рис. 8.4, кривая B_a). Проникновению магнитного поля в кожух фазы B препятствуют апериодические вихревые токи, появляющиеся в этом кожухе. Максимальное значение индукции в кожухе фазы B от апериодической составляющей тока КЗ зависит от постоянной времени T_a и постоянных

времени контуров циркулирующих и вихревых токов. В ряде выполненных токопроводов максимальная индукция внутри кожухов приблизительно в 4 раза меньше соответствующего значения индукции при отсутствии кожухов. Соответственно уменьшается электродинамическая сила на проводники.

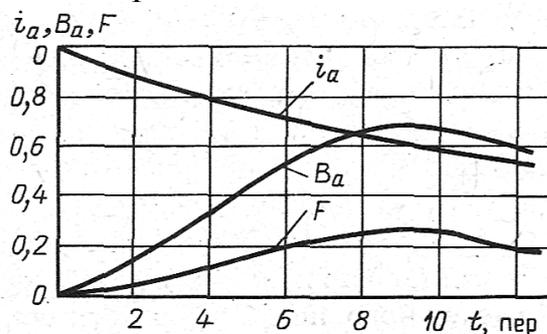


Рис. 8.4. - Изменение во времени аперiodической составляющей тока КЗ i_a , аперiodической составляющей магнитной индукции B_a в кожухе фазы B и огибающая по максимальным значениям электродинамической силы F на проводник фазы B

Поскольку ток в проводниках содержит периодическую и аперiodическую составляющие, а магнитная индукция в кожухах только аперiodическую составляющую (периодическая составляющая ничтожно мала), электродинамическая сила на проводники также содержит периодическую и аперiodическую составляющие. Составляющая двойной частоты, характерная для неэкранированных токопроводов (см. § 6.3), здесь отсутствует. Кривая F на рис. 8.4 представляет собой огибающую по максимальным значениям электродинамической силы. Максимальное значение электродинамической силы составляет приблизительно 0,25 соответствующего значения при отсутствии кожухов. Существенно важно, что этот максимум наступает спустя 8 — 9 периодов после момента замыкания, когда периодическая составляющая тока КЗ несколько уменьшается.

Электродинамические силы на кожухи при КЗ, отнесенные к единице длины, равны произведению тока в кожухах и индукции магнитного поля от соседних проводников с учетом экранирующего действия соответствующих кожухов. Как указано выше, при хорошо проводящих кожухах снижение периодической составляющей магнитного потока, вызванное влиянием кожуха, больше снижения аперiodической составляющей. Электродинамическая сила на кожухи определяется в основном аперiodической составляющей тока КЗ. Она несколько меньше силы на проводники, что объясняется относительно быстрым затуханием аперiodической составляющей тока КЗ. В целом электродинамическая стойкость пофазно-экранированных токопроводов очень высока; ток электродинамической стойкости $i_{дин}$ достигает 560—750 кА, несмотря на большие расстояния между опорами.

Из изложенного следует, что непрерывная замкнутая система кожухов, охватывающая проводники с током, обеспечивает в рабочем режиме почти полную компенсацию внешнего магнитного поля токопровода. Следовательно, в окружающих стальных конструкциях не возникают сколько-нибудь заметные потери мощности от индуктированных токов и перемагничивания. При КЗ экранирующее действие кожухов также весьма заметно. Электродинамические силы на проводники обусловлены в основном апериодической составляющей тока КЗ. Они в несколько раз меньше электродинамических сил на проводники при отсутствии кожухов. Электродинамические силы на кожухи еще меньше. Эти положительные качества экранированных токопроводов приобретены за счет значительного увеличения расхода цветного металла, дополнительных потерь энергии в кожухах и ухудшенных условий теплоотдачи от проводников в окружающую среду. Последнее объясняется тем, что нагретый кожух представляет собой барьер, препятствующий передаче тепла от проводников в окружающую среду. Чтобы обеспечить отвод тепла от проводников, температура их должна быть выше температуры кожухов. Номинальная температура для проводников в продолжительном режиме установлена равной 120 °С, т. е. значительно выше соответствующей температуры для неэкранированных шин. Такая температура может быть допущена при условии, что большая часть электрических соединений выполнена сваркой, а контактные поверхности болтовых соединений покрыты слоем серебра. Номинальная температура для кожухов установлена равной 80 °С при температуре воздуха 35 °С.

В кожухах токопровода индуктируется ЭДС, равная произведению тока в проводниках и взаимного индуктивного сопротивления между проводником и кожухом. Эта ЭДС составляет приблизительно 3 — 4 мВ на 1 м длины кожуха и на 1000 А рабочего тока и не представляет опасности для обслуживающего персонала.

Конструкции пофазно-экранированных токопроводов. В токопроводах этого типа [8.2] в качестве проводников используют исключительно алюминиевые грубы кольцевого сечения. Диаметр трубы и толщину стенки определяют из теплового расчета, руководствуясь установленными максимальными температурами для проводников и кожухов. Кожухи токопровода изготавливают из листового алюминия толщиной 4—6 мм в виде секций длиной 10—12 м. Диаметр кожухов определяется диаметром проводников и двойной высотой изоляторов. Последние вводят в кожухи снаружи через отверстия в стенках и укрепляют болтами. В случае необходимости любой изолятор можно вынуть и заменить другим. Расстояние между изоляторами по длине токопровода составляет 4—5 м, т. е. значительно больше обычных расстояний в неэкранированных токопроводах сборного типа. Проводники плотно прилегают к головкам изоляторов.

Изготовленные таким образом секции собирают в трехфазную систему на месте установки и связывают поперечными двутавровыми балками. Продольная несущая конструкция для токопроводов с непрерывной системой кожухов не требуется, поскольку кожухи обладают значительной жесткостью и могут быть установлены на опорах с пролетом до 15 — 20 м. Как проводники, так и кожухи отдельных секций соединяют сваркой. Чтобы обеспечить свободную деформацию проводников и кожухов при изменении температуры, предусматривают тепловые компенсаторы. Во избежание проникновения в кожухи пыли и влаги их надежно герметизируют.

В токопроводы могут быть встроены разъединители, заземлители, измерительные трансформаторы тока и напряжения. Токопроводы для блочных агрегатов генератор — трансформатор изготавливают с ответвлениями для присоединения трансформаторов собственных нужд.

Большая часть токопроводов с номинальным током вплоть до 15 — 20 кА работает с естественным воздушным охлаждением. Имеются токопроводы, выполненные с проточной вентиляцией и водяными охладителями. При этом размеры проводников и кожухов могут быть уменьшены. Целесообразность такой конструкции должна быть проверена соответствующим технико-экономическим расчетом с учетом местных условий.

Лекция 21. Токопроводы для напряжений 6—10 кВ и рабочего тока до 3200 А

Токопроводы этого вида предназначены для распределения энергии на промышленных предприятиях и в системах собственных нужд электростанций. Их изготавливают на токи электродинамической стойкости и $i_{дин}$ до 125 кА, со стальными и алюминиевыми кожухами, как правило, прямоугольного и круглого сечений с неразделенными и разделенными фазами [8.2].

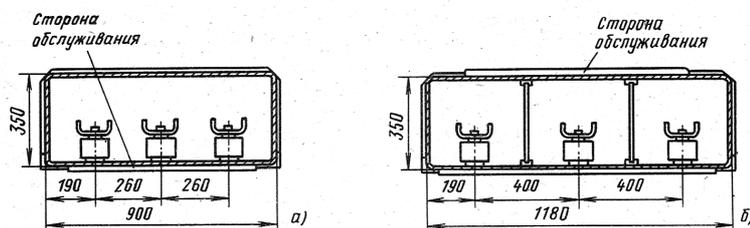


Рис. 8.5. Токопровод типа КЗШ-6:
а — без междуфазных перегородок; *б* — с междуфазными перегородками

В качестве примера на рис. 8.5 показано устройство токопроводов типа КЗШ-6 для номинального напряжения 6 кВ. При номинальном токе до 2000 А применяют стальные кожухи, а при больших токах — алюминиевые, чтобы уменьшить потери. В том и другом случае кожухи

выполняют в двух вариантах: без междуфазных перегородок (рис. 8.5, а) и с ними (рис. 8.5, б). Междуфазные перегородки повышают надежность работы токопроводов и применяются, например, при наружной установке токопроводов, т. е. при неблагоприятных условиях внешней среды. Ток электродинамической стойкости токопроводов типа КЗШ составляет 64, 100 и 125 кА.

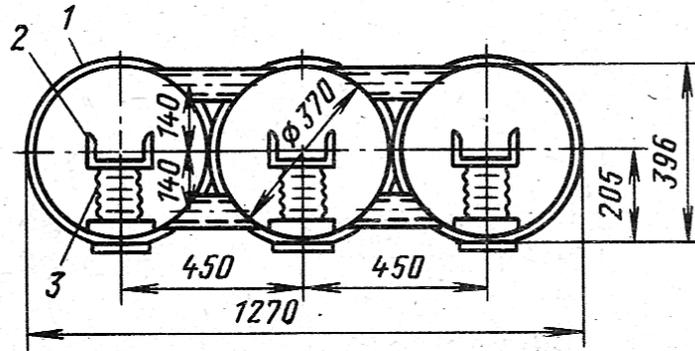


Рис. 8.6. Пофазно-экранированный токопровод типа ТЭКН-6 с номинальным током до 3200 А:
1 — кожух; 2 — токопровод; 3 — изолятор

Токопроводы типа ТЭКН-6 для номинального напряжения 6 кВ и номинального тока 2000 и 3200 А снабжают пофазными алюминиевыми экранами (рис. 8.6). Электродинамическая стойкость их составляет 125 кА.

В токопроводах всех типов применены проводники корытного сечения, укрепленные болтами на опорных изоляторах.

Токопроводы поставляют готовыми секциями длиной от 6 до 9 м и массой от 400 до 700 кг.

Токопроводы для напряжений до 1 кВ

Токопроводы этого вида должны иметь возможно малое индуктивное сопротивление, чтобы уменьшить потери напряжения при передаче энергии. Этим требованиям отвечают токопроводы со спаренными фазами [8.3]. Такой токопровод состоит из шести плоских шин, сгруппированных в три пары так, что в каждой паре находятся шины разных фаз (рис. 8.7). Взаимное расположение пар и шин в парах не имеет значения, важно лишь, чтобы в каждой паре имелись шины разных фаз.

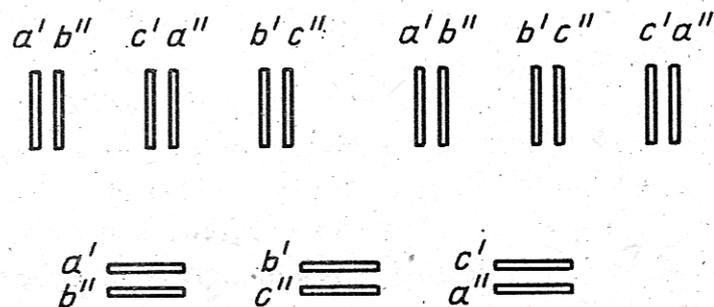


Рис. 8.7. Варианты расположения шин в токопроводах со спаренными фазами

В любом варианте исполнения токопровод со спаренными фазами обладает тем замечательным свойством, что токи в шинах одноименных фаз $a'a''$, $b'b''$, $c'c''$ сдвинуты между собой на угол, близкий к 60° , а токи в шинах каждой пары сдвинуты на угол, близкий к 180° (рис. 8.8). Следовательно, внешние поля каждой пары почти полностью компенсируются. Эта компенсация тем совершеннее, чем меньше расстояние между шинами в парах.

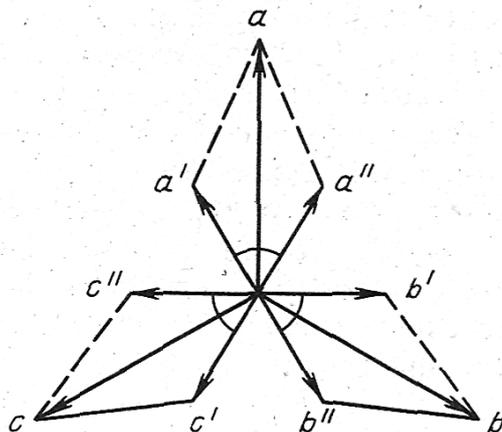


Рис. 8.8. Векторная диаграмма токов: $a'a''$, $b'b''$, $c'c''$ — токи в шинах одноименных фаз; $a'b''$, $c'a''$, $b'c''$ — токи в шинах каждой пары; a, b, c — фазные токи

Отсутствие внешнего магнитного поля вокруг пар шин благоприятно сказывается на свойствах токопровода, а именно:

- токи распределяются равномерно по сечению шин;
- уменьшаются индуктивное сопротивление и потери напряжения;
- уменьшаются потери в кожухе и стальных конструкциях, окружающих токопровод.

Чтобы по возможности уменьшить расстояние между шинами в парах, их изолируют стеклотканью и эмалью.

Толщина изоляции составляет 0,5 мм, пробивное напряжение при температуре 18°C — 8 кВ. Стальной кожух токопровода выполняют с отверстиями для вентиляции или сетчатым.

8.4. Токопроводы с элегазовой изоляцией

Токопроводы этого вида — сборные шины, токопроводы связи с трансформаторами и другие получили применение в комплектных РУ 110 кВ и выше с элегазовой изоляцией. Проводники в виде труб заключают в кожухи из алюминия, заполненные элегазом под некоторым давлением. Различают токопроводы с индивидуальной оболочкой для каждой фазы и общей оболочкой для трех фаз.

В последнее время заметна тенденция к расширению области применения токопроводов с элегазовой изоляцией. Так, в 1987 г. в США и Японии одновременно, но независимо друг от друга началось строительство токопроводов 1000—1100 кВ с элегазовой изоляцией протяженностью в несколько сотен километров каждый. Эти токопроводы

должны заменить воздушные линии с опорами, размеры и масса которых очень велики, так как расстояние между фазами составляет 12 м. В США строятся линии Ханфорд — Вашингтон и Портленд — Орегон. В Японии строится кольцо вокруг Токио. Ниже приведены основные параметры токопроводов, строящихся в США [8.4]:

Номинальное линейное напряжение..... 1100 кВ
Максимальное линейное напряжение.....1200 кВ
Испытательное напряжение фаза — земля.....900 кВ
Импульсная прочность (пиковое значение) 2175 кВ
Ток электродинамической стойкости:
Действующее значение . . . 40 кА
Максимальное мгновенное . . . 98 кА
Номинальный продолжительный ток 5000 А
Пропускная мощность . . . 10000 МВА
Коэффициент мощности 0,75
Давление элегаза 400 — 500 кПа
Наружный диаметр трубчатых проводников. 27,9 см
Внутренний диаметр кожуха . . . 76,2 см
Толщина стенки кожуха 0,79 см
Расстояние между опорными изоляторами по длине токопровода.

6,1 м

Разработаны также конструкции элементов КРУ и подстанций, а именно: вводов элегаз — воздух; секций токопроводов с измерительными трансформаторами тока; емкостных делителей напряжения; силовых трансформаторов с элегазовой изоляцией; элегазовых выключателей с четырьмя разрывами на каждый полюс, с номинальным током отключения 48 кА; разрядников для КРУ с элегазовой изоляцией; шунтирующих реакторов. Перечисленные элементы электрического оборудования имеют весьма сжатые размеры.

Токопроводы должны быть введены в эксплуатацию к 1990 г. Таким образом, на смену воздушным линиям обычной конструкции приходят более экономичные линии-токопроводы с элегазовой изоляцией.

Лекция 22. ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

Электрические аппараты выбираются по номинальному напряжению, номинальному току, роду установки (наружной или внутренней) и проверяются на действие токов короткого замыкания.

При выборе по номинальному напряжению должно выполняться условие

$$U_{\text{ап.ном}} \geq U_{\text{уст.ном}},$$

где $U_{\text{ап. ном}}$ - номинальное напряжение аппарата;

$U_{уст.ном}$ - номинальное напряжение установки (среднее номинальное напряжение сети).

Значение напряжений у выбираемых аппаратов не должны быть меньше напряжений цепей, в которых эти аппараты устанавливаются. Все выключатели могут применяться в сетях более низкого напряжения, чем напряжение U_H , но тогда их предельная отключаемая мощность (ток) уменьшается пропорционально уменьшению напряжения (при применении выключателей 10 кВ в сетях 6 кВ - в 1.67 раза, выключателей 35 кВ в сетях 20 кВ - в 1.75 раза и т.д.).

При выборе по номинальному току требуется соблюсти условие

$$I_{раб.мах} \leq I_{ап.ном} ,$$

где $I_{раб.мах}$ - максимально возможный рабочий ток присоединения.

Ток нагрузки, протекающий через аппарат, $I_{раб.мах}$ не должен превышать значение тока, указанную в каталожных данных аппарата.

Следует, однако, различать нормальный и форсированный рабочие режимы. Форсированный режим возникает при использовании перегрузочной способности трансформаторов и кабелей, отключении одной из параллельных линий, неблагоприятном распределении нагрузки в цепях секционных и междушинных выключателей, неравномерной нагрузке плеч сдвоенного реактора, наконец, при понижении напряжения на зажимах генератора и одновременной необходимости сохранения его номинальной мощности. Выбранные предварительно аппараты проверяются на электродинамическую и термическую устойчивость токам короткого замыкания. При проверке аппарата и токоведущих частей РУ на термическую и динамическую стойкость за расчетный вид короткого замыкания принимают трехфазное короткое замыкание.

Для большинства аппаратов должно выполняться следующее условие динамической устойчивости:

$$i_y \leq i_{мах} \text{ или } I_y \leq I_y .$$

Здесь $i_{мах}$ и $I_{мах}$ - соответственно максимально допустимое амплитудное и действующее значения сквозного тока аппарата.

Проверка аппаратов на термическую стойкость сводится к определению наибольшей температуры нагрева их токами к.з., для чего необходимо знать длительность к.з., $t_{откл}$ или расчетное время действия тока к.з. Это время определяется суммой двух времен - собственным временем отключения выключателя t_B и собственным временем срабатывания защиты, которое по большей части можно принимать равным 0,01 с. Собственное время отключения выключателя с приводом должно находиться в пределах (в секундах):

Сверхбыстродействующие	_____	0,04 – 0,06;
Быстродействующие	_____	0,06 – 0,08;
Ускоренного действия	_____	0,08 – 0,12;
Небыстродействующие	_____	0,12 – 0,25;

Для проверки аппаратов на термическую стойкость нужно определить величину B_k теплового импульса к.з., характеризующего количество тепла, выделяющегося в аппарате и проводнике за время $t_{отк}$

$$B_k = \int_0^{t_{отк}} i_{kt}^2 dt = B_{kn} + B_{ka} ,$$

где i_{kt} - мгновенное значение тока к.з. в момент t ;

B_{kn} и B_{ka} - тепловой импульс периодического и аperiodического токов соответственно.

При удаленном к.з.

;

При к.з. вблизи генераторов и наличии системы величины B_{kn} и B_{ka} определяются отдельно

;

Отдельно определяется тепловой импульс от периодического тока системы:

;

от периодического тока генераторов:

;

, где ;

;

от совместного действия токов системы и генераторов:

;

, где ;

;

Здесь B_{nz}^* и I_* - относительные тепловой и токовый импульсы периодического тока генератора, определяемые по кривым.

Тепловой импульс от аperiodического тока генераторов и системы определяют как

$$B_{az} = I_c^2 T_{ac} + I_{z0}^2 T_{az} + \frac{4I_c I_{z0}}{\frac{1}{T_{ac}} + \frac{1}{T_{az}}},$$

где T_{ac} - постоянная времени для аperiodического тока в цепи системы;

T_{az} - постоянная времени для аperiodического тока в цепи генераторов станции.

Условием термической устойчивости аппаратов является

$$B_k \leq I_t^2 t,$$

где I_t - ток термической устойчивости аппарата для определенного времени действия его (односекундный, трехсекундный, пятисекундный или десятисекундный ток термической устойчивости);

t - время, соответствующее току термической устойчивости.

Согласно ПУЭ не проверяют на термическую устойчивость аппараты и оборудование, защищенное плавкими предохранителями, и провода воздушных линий.

На динамическую устойчивость не проверяют аппараты и проводники в ячейках трансформаторов напряжения и оборудование, защищенное плавкими предохранителями с малым номинальным током, т.к. такие предохранители являются токоограничивающими.

Лекция 23. Выбор выключателей и плавких предохранителей

Выключатели высокого напряжения при одних и тех же параметрах могут быть выбраны масляные малообъемные или многообъемные, воздушные, элегазовые, вакуумные, электромагнитные и т.д.

Выключатель выбирается по номинальному напряжению, длительному номинальному току и проверяется по отключающей способности, а также динамической и термической устойчивости к токам коротких замыканий. Для выбранного выключателя указывается тип привода.

Отключающую способность выключателя характеризуют номинальный симметричный ток отключения $I_{откл.н}$ (приведен в каталогах)

и номинальное относительное содержание аperiodической составляющей β^H (определяется по кривой $\beta^H=f(t)$ для времени t от момента возникновения к.з. до начала размыкания контактов).

Для проверки на отключающую способность необходимо знать I^{nt} и I^{at} из расчетов токов к.з. Если расчет производится для небыстродействующих выключателей, собственное время которых превышает 0,08 с, аperiodическим током вообще можно пренебречь, т.к. его относительное содержание в полном токе при таком времени становится меньше 0,15.

Результаты выбора сводятся в следующую таблицу.

Выбор выключателей		
Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
$I_{no} = \frac{E_{\Sigma}}{X_{\Sigma} + \Delta X^{(n)}}$	$U_{ном}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$i_{уд} = \sqrt{2} I_{no} \cdot K_{уд}$	$I_{ном}$	$I_{ном} \geq I_{max}$
$I_{max} = \frac{S}{\sqrt{3} U_{ном}}$	$I_{вкл}$	$I_{вкл} \geq I_{no}$
$i_{ат} = \sqrt{2} I_{no} e^{-\frac{t}{T_a}}$	$i_{вкл}$	$I_{пр.скв} \geq I_{no}$
$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{норм}}{100} I_{откл.ном}$	$I_{пр.скв}$	$i_{пр.скв} \geq i_{уд}$
$i_{откл.ном} = \sqrt{2} I_{откл.ном} \left(1 + \frac{\beta_{норм}}{100} \right)$	$i_{пр.скв}$	$I_{тер}^2 t_{отк} \geq B_K$
$B_K = I_{no}^2 (B_k^* t_{отк} + T_a)$	$I_{тер}^2 t_{отк}$	$I_{откл.ном} > I_{no}$
		$i_{a.ном} \geq i_{ат}$

Автоматический выключатель (автомат) - это коммутационный электрический аппарат, предназначенный для проведения тока цепи в нормальных режимах и для автоматического отключения электроустановок при перегрузках и токах КЗ, чрезмерных понижениях напряжения и других аварийных режимах. Возможно использование автоматов для нечастых (6-30 раз в сутки) оперативных включений и отключений цепей.

Автоматические выключатели изготавливают для цепей переменного и постоянного тока одно-, двух-, трех- и четырехполюсными.

Выбор автоматических выключателей производится по:

- 1) напряжению установки: ;
- 2) роду тока и его величине: ; ;
- 3) конструктивному исполнению;
- 4) коммутационной способности ;

где $I_{откл.ном}$ - ток предельной коммутационной способности автомата;
 $I_{нт}$ - ток КЗ в момент расхождения контактов (если в расчете отсутствует, то принимают $I_{нт} \approx I_{но}$);

5) включаемому току $i_{вкл} \geq i_{уд}$,

где $i_{уд}$ - ударный ток КЗ;

$i_{вкл}$ - амплитудное значение номинального тока включения;

6) термической стойкости $I_{тер}^2 t_{тер} \geq B_k$,

где $I_{тер}$ - ток термической стойкости автомата (если не задан, то принимают $I_{тер} = I_{откл.ном}$);

$t_{тер}$ - время термической стойкости, можно принять равным 1 с;

7) постоянной времени затухания апериодической составляющей тока КЗ $T_{а.ном} \geq T_a$,

где $T_{а.ном}$ - значение по каталогу (0,005-0,015 с).

Выбор предохранителей производится по:

1) напряжению $U_{ном} = U_{сети}$;

2) току предохранителя (основания) ; ;

3) номинальному току плавкой вставки.

Номинальный ток плавкой вставки выбирается так, чтобы в нормальном режиме и при допустимых перегрузках отключения не происходило, а при длительных перегрузках и КЗ цепь отключалась возможно быстрее. При этом соблюдаются условия избирательности защиты.

Номинальный ток предохранителя согласуется с выбранным номинальным током плавкой вставки.

Предохранители, выбранные по нормальному режиму, проверяются по предельно отключаемому току: $I_{откл.ном} \geq I_{по}$.

Предохранители также проверяются на соответствие времятоковых характеристик заданным условиям защищаемой цепи.

Выбор плавких предохранителей		
Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
	$U_{ном}$	⋮
	$I_{ном}$	⋮
	$I_{откл.ном}$	⋮

Выбор разъединителей, отделителей и короткозамыкателей

Выбор разъединителей, отделителей и короткозамыкателей производится так же, как и выключателей, но без проверок на отключающую способность, т.к. они не предназначены для отключения цепей, находящихся под током. Кроме того, короткозамыкатели

принимаются без выбора по длительному номинальному току. Выбор выключателей, отделителей, короткозамыкателей и разъединителей необходимо производить подробно для одного из присоединений и результаты выбора сводить в таблицы сопоставлений паспортных и расчетных данных. По остальным присоединениям достаточно привести только таблицы сопоставлений паспортных и расчетных данных.

Выбор разъединителя		
Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
	$U_{ном}$ $I_{ном}$ $i_{дин}$	

Лекция 24. Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока следует выбирать с двумя вторичными обмотками, одна из которых предназначается для включения электроизмерительных приборов, другая – для приборов защиты. Выбор трансформаторов тока производится по номинальному напряжению (в соответствии с классом изоляции), току первичной цепи, току вторичных обмоток при выбранном классе точности, электродинамической и термической стойкости при коротких замыканиях.

Класс точности трансформаторов тока при включении в них цепи электрических счетчиков должен быть 0,5.

Трансформаторы тока выбираются со вторичным током 5А или 1А и двумя сердечниками с соответствующими классами точности по требованиям ПУЭ.

Прежде чем приступить к выбору трансформаторов тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь, и иметь данные о длине l соединительных проводов. Их минимальные сечения должны быть 2,5 мм² для медных и 4 мм² для алюминиевых проводов. Максимальные сечения соответственно составляют 6 и 10 мм².

После этого приборы распределяются по фазам А и С при наличии на присоединении двух трансформаторов тока или по фазам А, В и С при наличии на присоединении трех трансформаторов тока.

Затем определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов контроля и учета, считая, что $Z_{пров.} \cong r_{пров.}$.

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие:

$$Z_{2доп} \geq \sum Z_{приб.} + Z_{пров.} + Z_{конт.},$$

где $z_{\text{пров.}}$ - сопротивление соединительных проводов;

$z_{\text{приб.}}$ - сопротивление приборов;

$z_{\text{конт.}}$ - сопротивление контактов.

Сопротивление контактов принимается 0,05 Ом при двух-трех приборах и 0,1 Ом при большем числе приборов.

Сопротивление приборов определяется по выражению

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2},$$

где $S_{\text{приб}}$ - мощность, потребляемая приборами;

I_2 - вторичный номинальный ток прибора.

Сопротивление проводов не должно превышать

$$r_{\text{пров}} \leq z_{2\text{доп.}} - (\sum z_{\text{приб.}} + z_{\text{конт.}}).$$

Минимальное сечение проводов можно определить из соотношения

или

где $\gamma = 54 \text{ м/Ом} \cdot \text{мм}^2$ - для меди;

$\gamma = 32 \text{ м/Ом} \cdot \text{мм}^2$ - для алюминия.

$l_{\text{расч.}} = \sqrt{3} l$ - для схемы «неполная звезда»;

$l_{\text{расч.}} = l$ - для схемы «полная звезда»;

$l_{\text{расч.}} = 2 \cdot l$ - для схемы с трансформатором тока в одной фазе и для схемы с включением трансформаторов тока на разность двух фаз.

При проверке на динамическую и термическую устойчивость используются приведенные в каталогах значения коэффициентов электродинамической и термической устойчивости k_d и k_t . При этом условия динамической и термической устойчивости запишутся в виде:

Здесь $I_{1н}$ - номинальный первичный ток трансформатора тока.

При выборе трансформаторов тока с фарфоровой изоляцией (типа ТПФ, ТПОФ и др.) необходимо выявить силу, действующую на колпачок изолятора трансформатора тока в соответствии с уравнением

и сравнить ее с допускаемой, приведенной в паспортных данных.

При этом должно выполняться условие

$$F \leq F_{доп.}$$

Выбор трансформаторов тока заканчивается составлением таблицы сопоставлений паспортных и расчетных данных:

Выбор трансформаторов тока		
Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
	$U_{ном}$ $I_{Iном}$	

Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения устанавливаются в распределительных устройствах трансформаторных подстанций для питания обмоток напряжения приборов учета и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики.

Класс точности для питания счетчиков принимается равным 0,5.

Для измерения линейных напряжений возможна установка двух однофазных трансформаторов напряжения типа НОМ, соединенных по схеме "открытый треугольник".

Для измерения напряжений и контроля изоляции фаз относительно земли в сетях с малыми токами замыкания на землю (6, 10 кВ) устанавливают трехобмоточные пятистержневые трансформаторы напряжения типа НТМИ с обязательным заземлением нулевой точки.

По аналогии с выбором трансформаторов тока для проверки на соответствующие классу точности необходимо составить таблицу нагрузок и определить расчетную нагрузку во вторичной цепи $S_{2расч.}$.

Приближенно, без учета схемы включения приборов, $S_{2расч.}$ можно определить по выражению:

$$S_{2расч} = \sqrt{\left(\sum S_{приб} \cos \varphi_{приб}\right)^2 + \left(\sum S_{приб} \sin \varphi_{приб}\right)^2}.$$

При этом должно соблюдаться условие

$$S_{2расч.} \leq S_{доп.}$$

За $S_{доп.}$ принимается для трехфазного трансформатора мощность всех трех фаз, приведенная в паспортных данных при работе в соответствующем классе точности; для схемы с двумя НОМ – удвоенная мощность одного НОМ.

Результаты выбора сводятся в таблицу:

Выбор трансформаторов напряжения		
Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
	$U_{ном}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
	$S_{ном}$	$S_{2ном} \geq S_{2Σ}$

Ограничение токов короткого замыкания и выбор токоограничивающих реакторов

Значение токов короткого замыкания влияет на стоимость аппаратуры, устанавливаемой в РУ. В сетях 6–10 кВ токи короткого замыкания особенно влияют на термическую устойчивость кабелей, поэтому при выборе главной схемы электрических соединений подстанции необходимо предусматривать меры по ограничению токов короткого замыкания до значения, позволяющей применить экономически выгодные аппараты и сечения токоведущих частей, повысить при этом надежность электроснабжения.

Одним из основных мероприятий по ограничению токов короткого замыкания является использование раздельной работы секций шин трансформаторной подстанции при наличии средств подстанционной автоматики (АВР на секционном выключателе).

Другим мероприятием по ограничению токов короткого замыкания является использование линейных реакторов на отходящих присоединениях или в цепи трансформатор - сборные шины подстанции.

Во всех случаях следует выбирать реакторы, допускающие вертикальную установку фаз, т.к. это уменьшает стоимость строительной части распределительного устройства.

Номинальный ток реактора выбирается по условию

$$I_{р.н.} \geq I_{раб.тах} \cdot$$

Сопротивление реактора можно определить по уравнению:

$$x_{p,\%} = \left(\frac{I_{\delta}}{I_k} - x_{*\delta_{рез}} \right) \cdot \frac{I_{рн}}{I_{\delta}} \cdot \frac{U_n}{U_{рн}} \cdot 100\% ,$$

где $x_{*\delta_{рез}}$ – относительное результирующее базисное сопротивление от источников до места короткого замыкания;

U_n – среднее номинальное напряжение ступени напряжения;

I_k – значение тока короткого замыкания, которую мы хотим получить при коротком замыкании за реактором;

I_{δ} – базисный ток;

$I_{н.р.}$ и $U_{н.р.}$ – номинальный ток и напряжение реактора.

Значение I_k должна быть равна или меньше номинального тока отключения $I_k \leq I_{откл.н.}$ наиболее дешевого выключателя.

Определив $x_{p\%}$ по приведенному выше выражению, выбирают по каталогу реактор с ближайшим большим сопротивлением, выраженном в процентах $x_{н.р.\%}$ (или в Оммах).

Значение $X_{н.р.\%}$ выбранного реактора ограничивается допускаемой потерей напряжения в рабочем режиме $\Delta U_{p\%}$, которая должна быть не более 4-5% от U_n .

$$\Delta U_{p\%} = x_{н.в.р.\%} \frac{I_{раб.мах}}{I_{н.р.}} \cdot \sin \varphi ,$$

где φ – фазный угол нагрузки.

Для сдвоенных реакторов при одинаковом токе в ветвях

$$\Delta U_{p\%} = x_{н.в.р.\%} \frac{I_{раб.мах.ветвь}}{I_{н.р.}} (1 - k_{св}) \cdot \sin \varphi ,$$

где $k_{св}$ – коэффициент связи (0,4 ÷ 0,6);

$x_{н.в.р.}$ – сопротивление ветви реактора в %;

$I_{раб.мах.ветвь}$ – максимальный рабочий ток ветви реактора.

Групповые реакторы на отходящих присоединениях применяют во всех случаях, когда присоединения можно объединить, и если на них $\Delta U_{p\%} < 4 \div 5\%$.

Если $\Delta U_{p\%} > 5\%$, то для снижения $\Delta U_{p\%}$ используют индивидуальные простые или сдвоенные реакторы. Остаточное напряжение на шинах 6-10 кВ при КЗ за реактором на отходящей линии определяется из соотношения

$$U_{ост\%} = x_{н.р.\%} \frac{I_k}{I_{н.р.}} \geq 0.6 U_n ,$$

где U_n равняется 6 кВ или 10 кВ.

Если реакторы устанавливаются на линиях, питающих двигатели ответственных механизмов, необходимо производить проверку по условиям обеспечения самозапуска.

После выбора реактора по номинальным параметрам, проверки на значение остаточного напряжения на шинах при к.з. за реактором и проверки на величину допустимой потери напряжения в нормальном режиме производится проверка реактора на действие токов к.з. Реактор должен быть термически и динамически устойчивым к токам к.з.

Выбор реактора		
Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
$i_{yd} = \sqrt{2} I_{no} \cdot K_{yd}$ $I_{max} = \frac{S}{\sqrt{3} U_{ном}}$ $X_{рез} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} I_{no}}$ $X_{рез}^{треб} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} I_{no.треб}}$ $X_p^{треб} = X_{рез}^{треб} - X_{рез}$ $X'_{рез} = X_{рез} + X_p$ $I_{no} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} X'_{рез}}$ $B_K = I_{no}^2 (B_k^* t_{отк} + T_a)$	$U_{ном}$ $I_{ном}$ $i_{дин}$	

Лекция 25. Выбор шинных конструкций, опорных и проходных изоляторов

В данном подразделе приводятся только формы таблиц для выбора шин, опорных и проходных изоляторов. Сам выбор приведен в разделе 6.

Выбор опорных изоляторов		
Для одиночных изоляторов	$U_{ном}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$ $F_{дон} \geq F_{расч}$

$F_{\text{доп}} = 0.6 F_{\text{разр}}$ $F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \frac{i_{y\delta}^2}{a} l K_h \cdot 10^{-7} = f_{\phi} l K_h$ $K_h = \frac{H}{H_{\text{из}}}$ $H = H_{\text{из}} + b + \frac{h}{2}$ <p>Для спаренных изоляторов</p> $F_{\text{доп}} = F_{\text{разр}}$		
---	--	--

Выбор проходных изоляторов		
Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
	$U_{\text{ном}}$ $I_{\text{ном}}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$ $F_{\text{доп}} \geq F_{\text{расч}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{тах}}$

Выбор шин		
Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
	q $I_{\text{длит, доп}}$	

Выбор системы измерений на электростанциях и подстанциях

Контроль за режимом работы основного и вспомогательного оборудования на электростанциях и подстанциях осуществляется с помощью контрольно-измерительных приборов.

В зависимости от характера объекта и структуры его управления объем контроля и место установки контрольно-измерительной аппаратуры могут быть различными. Приборы могут устанавливаться на главном щите управления (ГЩУ), блочном щите управления (БЩУ) и центральном щите (ЦЩУ) на электростанциях с блоками генератор - трансформатор и на местных щитах.

В зависимости от особенностей режима работы даже на аналогичных присоединениях количество контрольно-измерительных приборов может

быть различным. В табл. 5.1 приведен рекомендуемый перечень измерительных приборов.

На рис. 5.1 показано размещение измерительных приборов в основных цепях блочной электростанции: линии W 330-500 кВ, блока G-T1, автотрансформатора связи T2, трансформатора собственных нужд T3, в цепи обходного выключателя QV.

На рис. 5.2 показано размещение измерительных приборов в основных цепях ТЭЦ. Более подробные указания о размещении измерительных приборов даны в табл. 5.1.

В ходе развития автоматизации учета и контроля режимов работы электросистем появляются новые требования в отношении установки приборов, поэтому, пользуясь табл. 5.1, необходимо проверить ее соответствие изменениям, вносимым в ПУЭ (подразд. 1.5, 1.6).

Наибольшее количество измерительных приборов необходимо в цепи мощных генераторов, где осуществляется контроль за нагрузкой во всех фазах, за активной и реактивной мощностью, ведется учет выработанной электроэнергии, а также контролируются ток и напряжение в цепи ротора и в цепи возбуждителя. Кроме показывающих приборов, устанавливаются регистрирующие (самопишущие) приборы: ваттметры в цепи статора генератора для контроля за активной мощностью, амперметры и вольтметры. Кроме того, в цепи каждого генератора предусматриваются датчики активной и реактивной мощности, которые передают значение измеряемого параметра к суммирующим ваттметру и варметру на ЦЦУ или ГЦУ, к устройствам телемеханики.

На межсистемных линиях 330—500 кВ контролируются токи в каждой фазе, так как выключатели 330—500 кВ имеют пофазное управление и перетоки активной и реактивной мощности. Кроме того, на подстанции устанавливаются осциллографы, записывающие фазные напряжения трех фаз, токи трех фаз, напряжение нулевой последовательности и т. д. Эти записи позволяют выяснить картину того или иного аварийного режима.

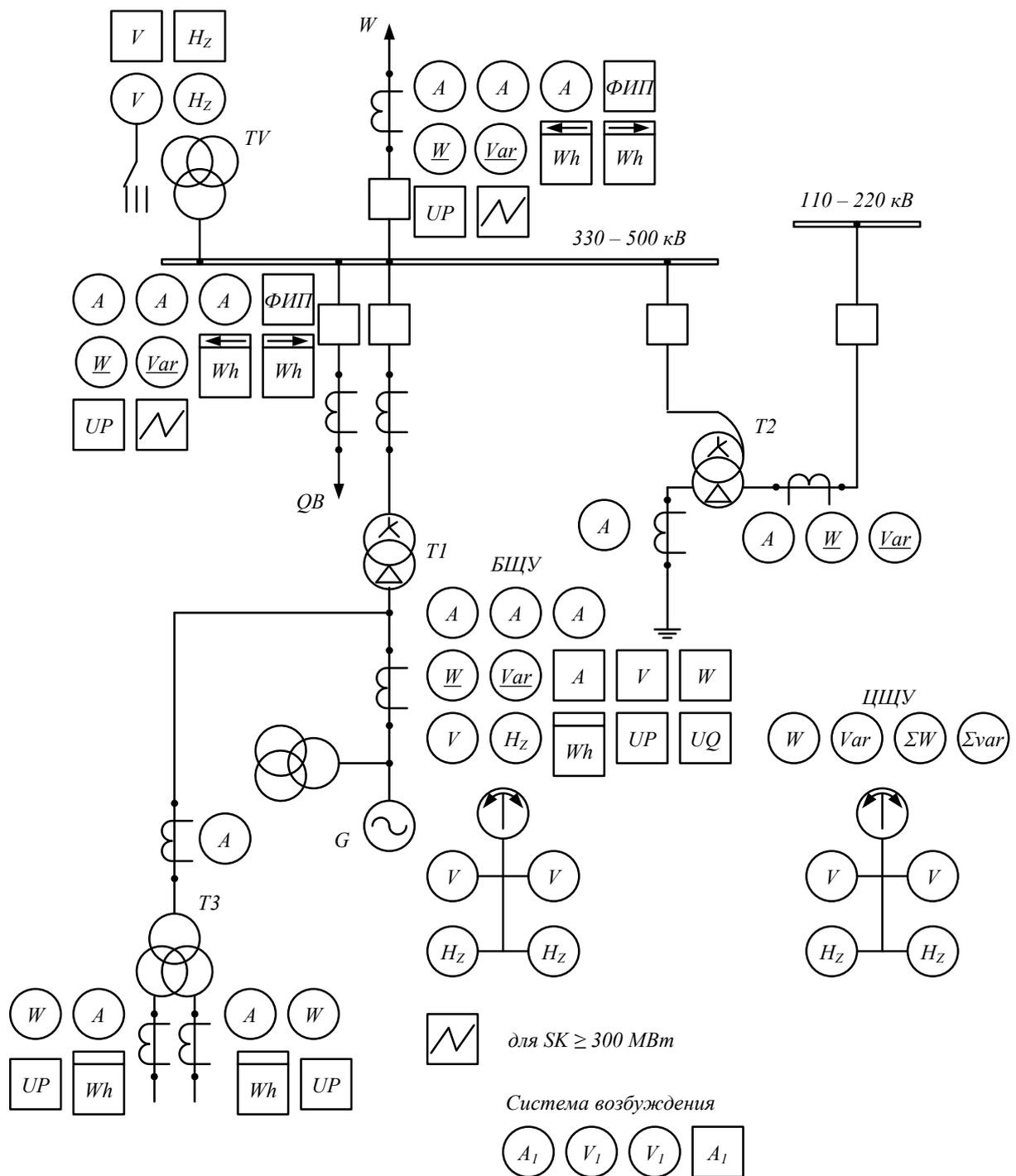


Рис. 5.1. Измерительные приборы в основных цепях блочной электростанции

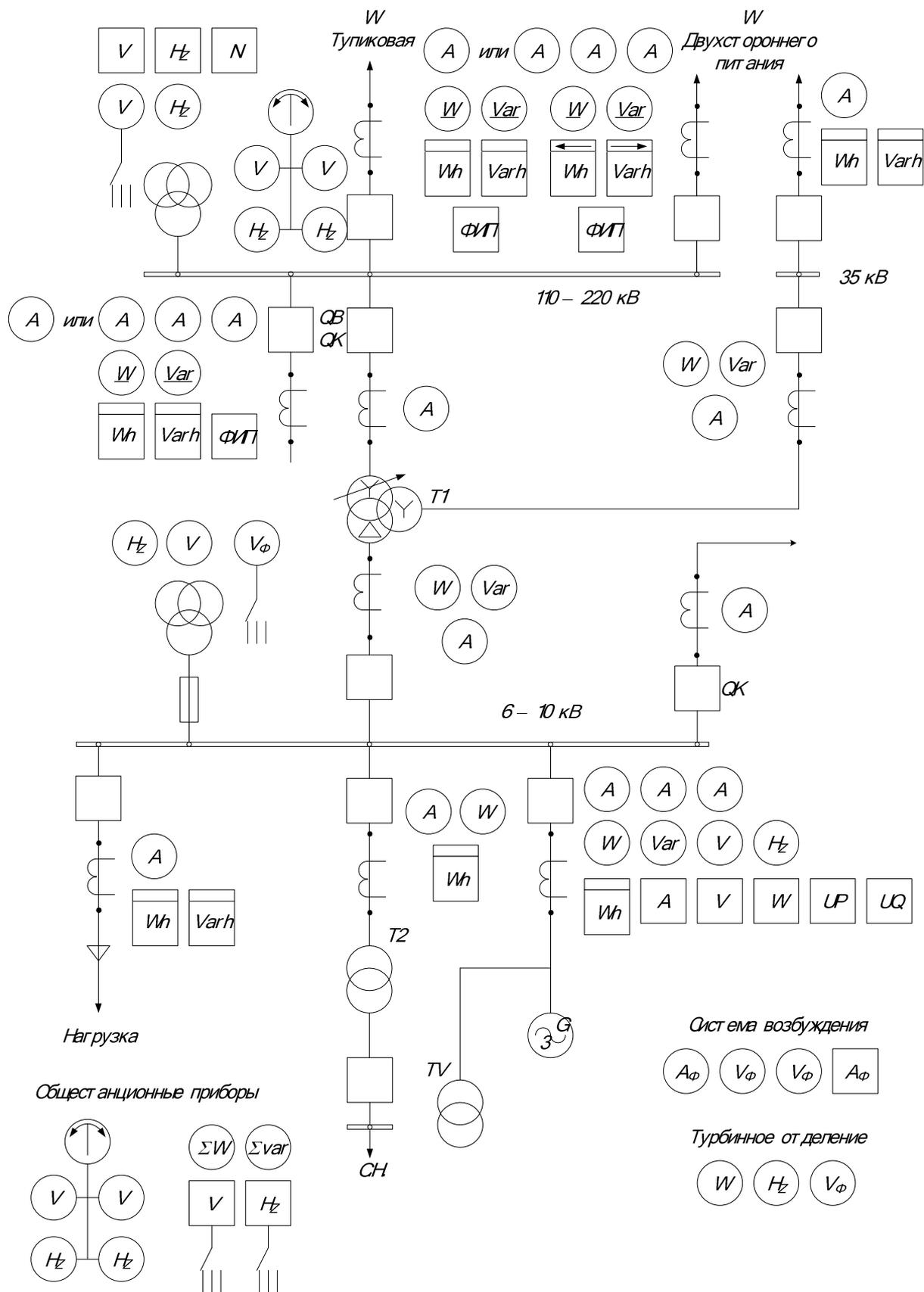


Рис. 5.2. Измерительные приборы в основных цепях ТЭЦ

На линиях высокого напряжения устанавливаются приборы, фиксирующие параметры, необходимые для определения места повреждения (ФИП).

Если объект, в цепях которого необходимо контролировать ток, мощность или другие величины, находится далеко от щита управления (от нескольких сотен до тысяч метров), то сопротивление проводов от приборов до измерительных трансформаторов будет настолько большим, что погрешность измерения возрастет до недопустимого значения. В этом случае используются измерительные преобразователи тока, активной и реактивной мощности. Измерительный преобразователь (датчик) включается в цепь измеряемого параметра через трансформаторы тока и напряжения, а на выходе он дает постоянный ток, который линейно зависит от измеряемого параметра. Постоянный ток на выходе датчиков не превышает 5 мА, поэтому соединительные провода от датчика до измерительного прибора могут быть меньшего сечения. На рис. 5.3 показана функциональная схема включения измерительного преобразователя активной мощности UP и измерительного прибора.

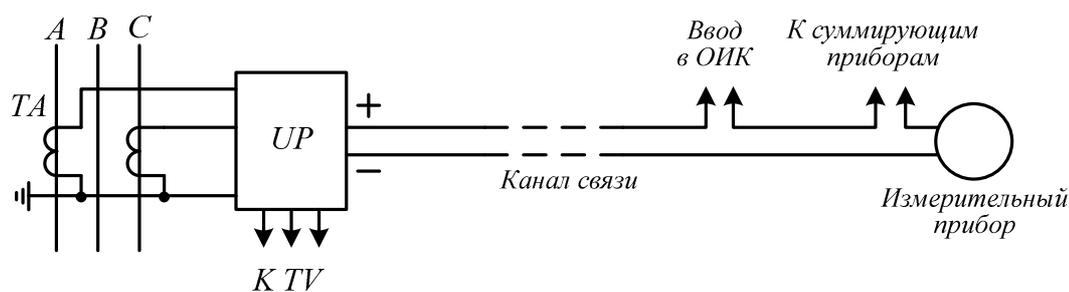


Рис.5.3. Структурная схема телеизмерительного устройства

Применение измерительных преобразователей дает следующие преимущества перед традиционным подключением измерительных приборов непосредственно к трансформаторам тока и напряжения:

- уменьшается нагрузка трансформаторов тока и напряжения, так как потребляемая преобразователем мощность не превышает 1 ВА по токовым цепям и 10 ВА по цепям напряжения;
- создается возможность передачи информации в реальном времени в оперативно-информационный комплекс;
- уменьшается сечение контрольных кабелей;
- легко осуществляется измерение по «вызову», так как преобразователи могут работать с разомкнутой цепью;
- для всех измерений применяется простейший прибор — миллиамперметр.

Если передающее устройство (датчик) и приемное устройство (прибор) находятся друг от друга на расстоянии не более нескольких километров, то применяют проводную систему телеизмерения (ближнего действия).

Если объект контроля находится от пункта управления на расстоянии десятков и сотен километров, то для передачи телеизмерений применяются

специальные устройства телемеханики, работающие по высокочастотным каналам связи.

Измерение по «вызову» производится на общий для нескольких присоединений комплект измерительных приборов. Необходимость измерений по «вызову» возникает при большом количестве присоединений, когда индивидуальное измерение параметров с установкой измерительных приборов на каждой панели управления приводит к неоправданному увеличению габаритов щита управления и усложняет оперативное наблюдение. В схемах избирательного измерения на контролируемых объектах устанавливаются индивидуальные измерительные преобразователи, которые выдают в систему измерений унифицированный аналоговый сигнал постоянного тока 0-5 мА. Для централизованного измерения применяют аналоговые приборы, градуированные в относительных единицах и позволяющие оценить относительные значения контролируемых параметров и их отклонение от номинальных значений в процентах. Для уточнения контролируемых параметров дополнительно к аналоговым приборам на панели централизованного измерения устанавливается цифровой прибор, который с помощью переключателя может подключаться к любому контролируемому параметру параллельно аналоговому прибору. Это измерение позволяет оценить параметр в именованных единицах. Контроль по «вызову» не применяется на линиях 330 кВ и выше, а также на генераторах и трансформаторах, где измерения должны производиться непрерывно (ПУЭ, п. 1.6.4).

Лекция 26.Выбор кабелей

Кабели широко применяются в электроустановках. Потребители 6-10 кВ, как правило, получают питание по кабельным линиям, которые сначала прокладываются в кабельных туннелях в распределительном устройстве, а затем в земле (в траншеях). Для присоединения потребителей собственных нужд электростанций и подстанций к соответствующим шинам также используются кабели 6 и 0,4 кВ. Эти кабели прокладываются в кабельных полуэтажах, кабельных туннелях, на металлических лотках, укрепленных на стенах и конструкциях здания или открытого распределительного устройства. Чтобы обеспечить пожарную безопасность в производственных помещениях ТЭС и АЭС, рекомендуется применять кабели, у которых изоляция, оболочка и покрытия выполнены из невоспламеняющихся материалов, например из самозатухающего полиэтилена или поливинилхлоридного пластика.

В зависимости от места прокладки, свойств среды, механических усилий, воздействующих на кабель, рекомендуются различные марки кабелей (табл. 5.3).

Таблица 5.3. Кабели, рекомендуемые для прокладки в земле и воздухе

Область применения	С бумажной пропитанной изоляцией	С пластмассовой и резиновой изоляцией
В земле (в траншеях)		

со средней коррозионной активностью: без блуждающих токов с наличием блуждающих токов	ААШв, ААШп, ААПл ААШп, ААБ2л, ААП2л ААШпсУ	АПвБ6Шв, АПВГ, АВБ6Шв АПАШв, АПАШп, АВАШв
Прокладка в туннелях, каналах, кабельных полуэтажах, производственных помещениях: сухих сырых сырых с высокой коррозионной активностью	ААГ, ААШв, ААБлГ ААШв, ААБлГ, ААБв ААШв, ААБвГ, ААБ2лШв, ЦААШпсУ ААГ, ААШв, ААБвГ	АВВГ, АВРГ, АПВГ АВВБГ, АВРБГ АВБ6Шв, АПАШв
Прокладка в пожароопасных помещениях		АВВГ, АВРГ, АПсВГ, АВВБГ, АВВБ6Г, АВБ6Шв, ПвБВнг

Кабели выбирают по:

- 1) по напряжению установки ;
- 2) по конструкции (см. табл. 5.3);
- 3) по экономической плотности тока $q_3 = \frac{I_{норм}}{J_3}$;
- 4) по допустимому току $I_{мак} \leq I_{доп}$,

где $I_{доп}$ - длительно допустимый ток с учетом поправки на число рядом положенных в земле кабелей k_1 и на температуру окружающей среды k_2 :

Здесь $I_{доп.ном}$ - допустимый ток при нормированной температуре жил, °С; согласно ПУЭ для кабелей с резиновой и пластмассовой изоляцией равен $\vartheta_{доп} = +65^\circ\text{C}$, для кабелей до 35 кВ с изоляцией из пропитанной кабельной бумаги в свинцовой, алюминиевой или поливинилхлоридной оболочке приняты:

$U_{ном}, \text{кВ}$	До 3	6	10	20 и 35
$\vartheta_{доп}, ^\circ\text{C}$	+80	+65	+60	+50

Поправочные коэффициенты k_1 и k_2 , допустимый ток находят по справочникам или ПУЭ.

При выборе сечения кабелей следует учитывать их допустимую перегрузку, определяемую по п. 1.3.5 и 1.3.6 ПУЭ в зависимости от вида прокладки, длительности максимума и предварительной нагрузки.

Выбранные по нормальному режиму кабели проверяют на термическую стойкость по условию

$$j_k \leq j_{k,доп} \text{ или } q_{min} \leq q .$$

При этом кабели небольшой длины проверяют по току при КЗ в начале кабеля; одиночные кабели со ступенчатым сечением по длине проверяют по току при КЗ в начале каждого участка. Два параллельных кабеля и более проверяют по токам при КЗ непосредственно за пучком кабелей, т. е. с учетом разветвления тока КЗ.

Таблица 5.4. Экономическая плотность тока

Проводник	При T_{max} , ч		
	1000 – 3000	3000 – 5000	Более 5000
Неизолированные провода и шины: медные алюминиевые	2,5	2,1	1,8
	1,3	1,1	1
Кабели с бумажной и провода с резиновой и поливинилхлоридной изоляция с жилами: медными алюминиевыми	3	2,5	2
	1,6	1,4	1,2
Кабели с резиновой и пластмассовой изоляцией с жилами: медными алюминиевыми	3,5	3,1	2,7
	1,9	1,7	1,6

Лекция 27. Выбор шинных конструкций

Выбор шин сводится к определению сечения и их проверке на электродинамическую и термическую устойчивость к токам к.з. Сечение шин выбирается по длительному току нагрузки $I_{дон} \geq I_{раб. max}$. К расчету принимается большее сечение. По экономической плотности тока не выбираются сборные шины РУ, цепи резервного питания, цепи шиносоединительного и секционного выключателей.

Основное электрическое оборудование электростанций и подстанций (генераторы, трансформаторы, синхронные компенсаторы) и аппараты в этих цепях (выключатели, разъединители и др.) соединены между собой различными проводниками, образующими токоведущие части электроустановки. На рис.6.1 упрощенно показаны элементы схем ТЭЦ, КЭС и подстанции.

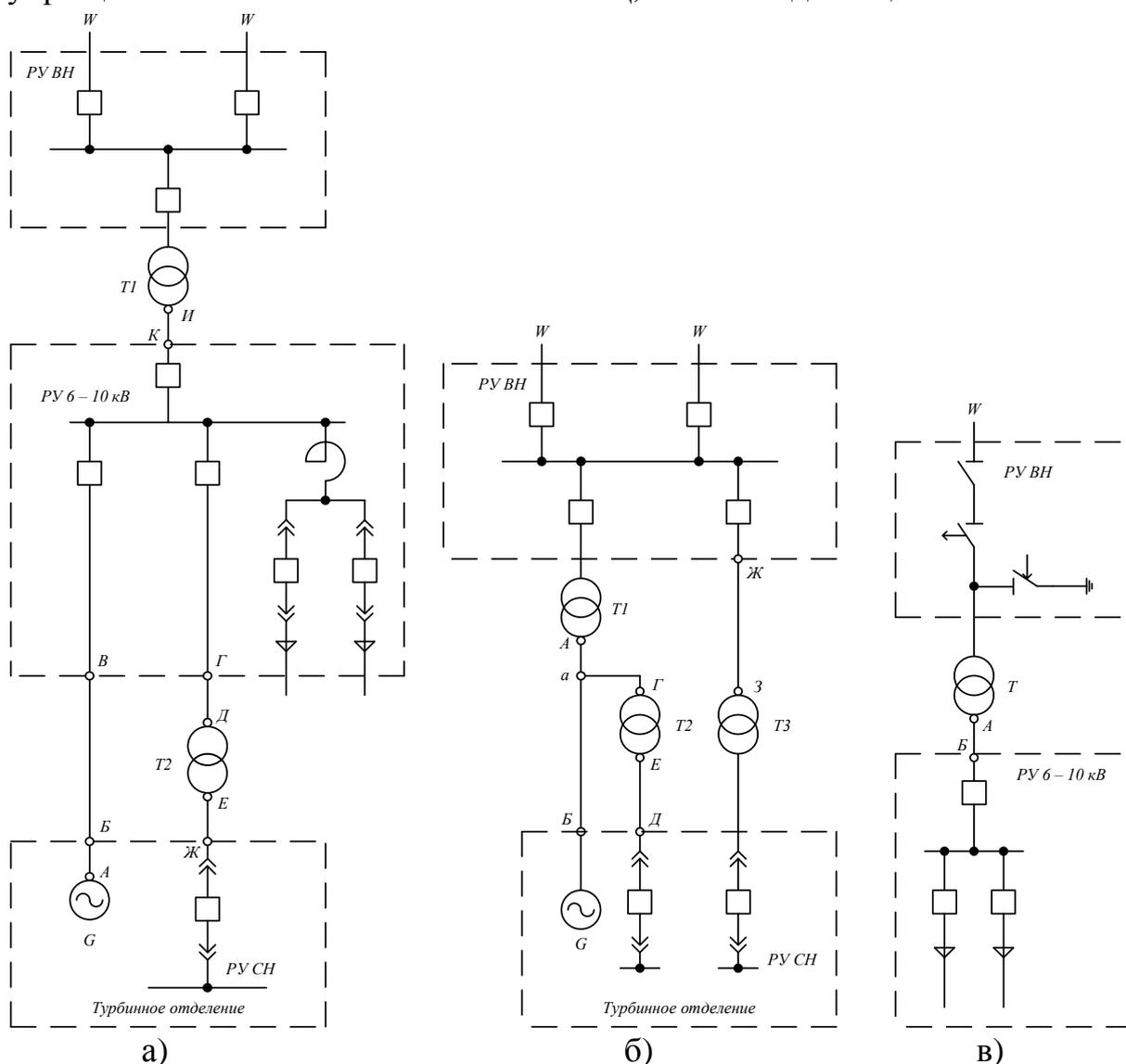


Рис. 6.1. К выбору проводников в основных электрических цепях: элементы схем ТЭЦ (а); КЭС и АЭС (б); подстанции (в)

В пределах турбинного отделения от выводов генератора Г до фасадной стены (участок АБ) токоведущие части выполняются шинным мостом из жестких голых алюминиевых шин или комплектным пофазно-

экранированным токопроводом (в цепях генераторов мощностью 60 МВт и выше).

На участке *БВ* между турбинным отделением и главным распределительным устройством (ГРУ) соединение выполняется шинным мостом или гибким подвесным токопроводом. Все соединения внутри закрытого РУ 6-10 кВ, включая сборные шины, выполняются жесткими голыми алюминиевыми шинами прямоугольного или коробчатого сечения. Соединение от ГРУ до выводов трансформатора связи Т1 (участок *ИК*) осуществляется шинным мостом или гибким подвесным токопроводом.

Токоведущие части в РУ 35 кВ и выше обычно выполняются сталеалюминиевыми проводами. В некоторых конструкциях ОРУ часть или вся ошиновка может выполняться алюминиевыми трубами.

Цепь трансформатора собственных нужд показана на рис.6.1,а. От стены ГРУ до выводов Т2, установленного вблизи ГРУ, соединение выполняется жесткими алюминиевыми шинами. Если трансформатор собственных нужд устанавливается у фасадной стены главного корпуса, то участок *ГД* выполняется гибким токопроводом. От трансформатора до распределительного устройства собственных нужд (участок *ЕЖ*) применяется кабельное соединение.

В цепях линий 6-10 кВ вся ошиновка до реактора и за ним, а также в шкафах КРУ выполнена прямоугольными алюминиевыми шинами. Непосредственно к потребителю отходят кабельные линии.

В блоке генератор-трансформатор на КЭС участок *АБ* и отпайка к трансформатору собственных нужд *ВГ* (рис.6.1,б) выполняются комплектным пофазно-экранированным токопроводом.

Для участка *ЕД* от Т2 до распределительного устройства собственных нужд применяется закрытый токопровод 6 кВ.

В цепи резервного трансформатора собственных нужд участок *ЖЗ* может быть выполнен кабелем или гибким проводом. Выбор того или другого способа соединения зависит от взаимного расположения ОРУ, главного корпуса и резервного ТЗ. Так же как на ТЭЦ, вся ошиновка в РУ 35 кВ и выше выполняется проводами АС.

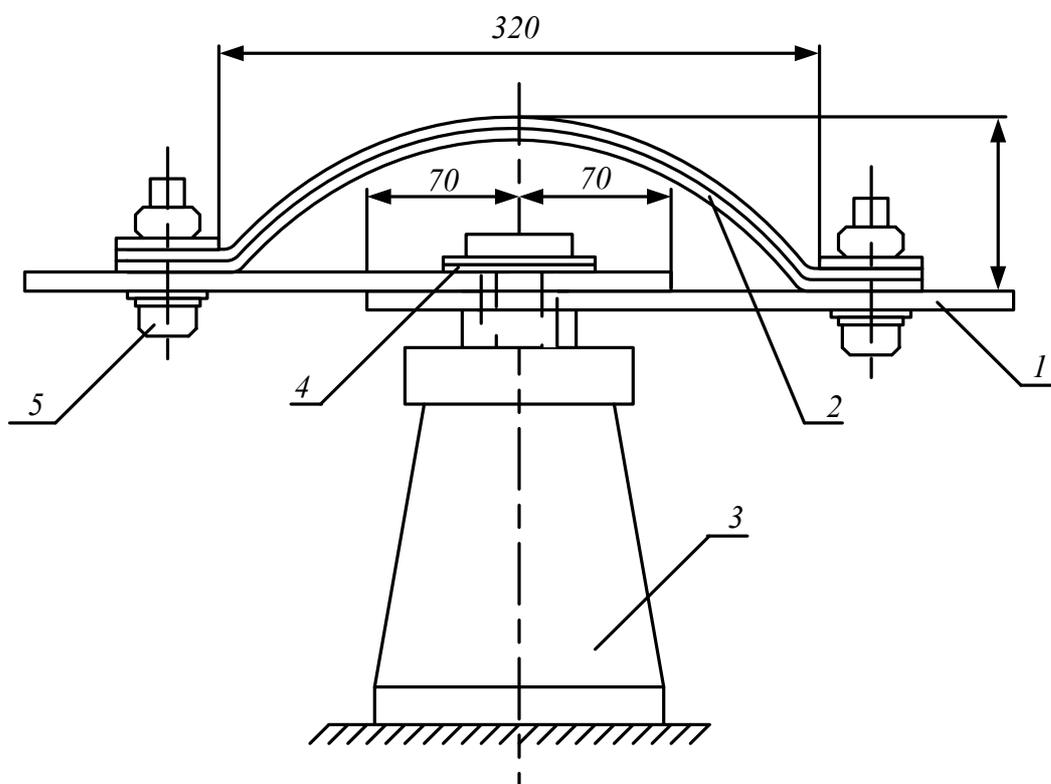
На подстанциях, в открытой части, могут применяться провода АС или жесткая ошиновка алюминиевыми трубами.

Соединение трансформатора с закрытым РУ 6-10 кВ или с КРУ 6-10 кВ осуществляется гибким подвесным токопроводом, шинным мостом или закрытым комплектным токопроводом. В РУ 6-10 кВ применяется жесткая ошиновка.

Лекция 28. Выбор жестких шин

Как сказано выше, в закрытых РУ 6-10 кВ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами. Медные шины из-за высокой их стоимости не применяются даже при больших токовых нагрузках. При токах до 3000 А применяются одно- и двухполосные шины. При больших токах рекомендуются шины коробчатого сечения, так как они обеспечивают меньшие потери от эффекта близости и поверхностного эффекта, а также лучшие условия охлаждения. Например, при токе 2650 А необходимы трехполосные алюминиевые шины размером 60x10 мм или коробчатые 2x695 мм² с допустимым током 2670 А. В первом случае общее сечение шин составляет 1800 мм², во втором - 1390 мм². Как видно, допустимая плотность тока в коробчатых шинах значительно больше (1,92 вместо 1,47 А/мм²).

Сборные шины и ответвления от них к электрическим аппаратам (ошиновка) 6-10 кВ из проводников прямоугольного или коробчатого профиля крепятся на опорных фарфоровых изоляторах. Шинодержатели, с помощью которых шины закреплены на изоляторах, допускают продольное смещение шин при их удлинении вследствие нагрева. При большой длине шин устанавливаются компенсаторы из тонких полосок того же материала, что и шины (рис. 6.2).



1- шина; 2 - компенсатор; 3 - опорный изолятор;
4 - пружинящая шайба; 5 - болт.

Рис. 6.2. Компенсатор для однополосных шин.

Концы шин на изоляторе имеют скользящее крепление через продольные овальные отверстия и шпильку с пружинящей шайбой. В местах

присоединения к аппаратам изгибают шины или устанавливают компенсаторы, чтобы усилие, возникающее при температурных удлинениях шин, не передавалось на аппарат. Эскизы различных способов расположения шин на изоляторах показаны на рис.6.3.

Соединение шин по длине обычно осуществляется сваркой. Присоединение алюминиевых шин к медным (латунным) зажимам аппаратов производится с помощью переходных зажимов, предотвращающих образование электролитической пары медь - алюминий.

Для лучшей теплоотдачи и удобства эксплуатации шины окрашивают при переменном токе: фаза *A* - в желтый, фаза *B* - в зеленый и фаза *C* - в красный цвета; при постоянном токе положительная шина - в красный, отрицательная - в синий цвета.

Согласно §1.3.28 ПУЭ сборные шины электроустановок и ошиновка в пределах открытых и закрытых РУ всех напряжений по экономической плотности тока не проверяются.

Выбор сечения шин производится по нагреву (по допустимому току). При этом учитываются не только нормальные, но и послеаварийные режимы, а также режимы в период ремонтов и возможность неравномерного распределения токов между секциями шин.

Условие выбора - сравнение

$$I_{max} \leq I_{доп},$$

где $I_{доп}$ - допустимый ток на шины выбранного сечения с учетом поправки при расположении шин плашмя или температуре воздуха, отличной от принятой в таблицах ($\Theta_{0,ном} = 25^\circ\text{C}$).

Тогда
$$I_{доп} = I_{доп,ном} \sqrt{\frac{\Theta_{доп} - \Theta_0}{\Theta_{доп} - \Theta_{0,ном}}}.$$

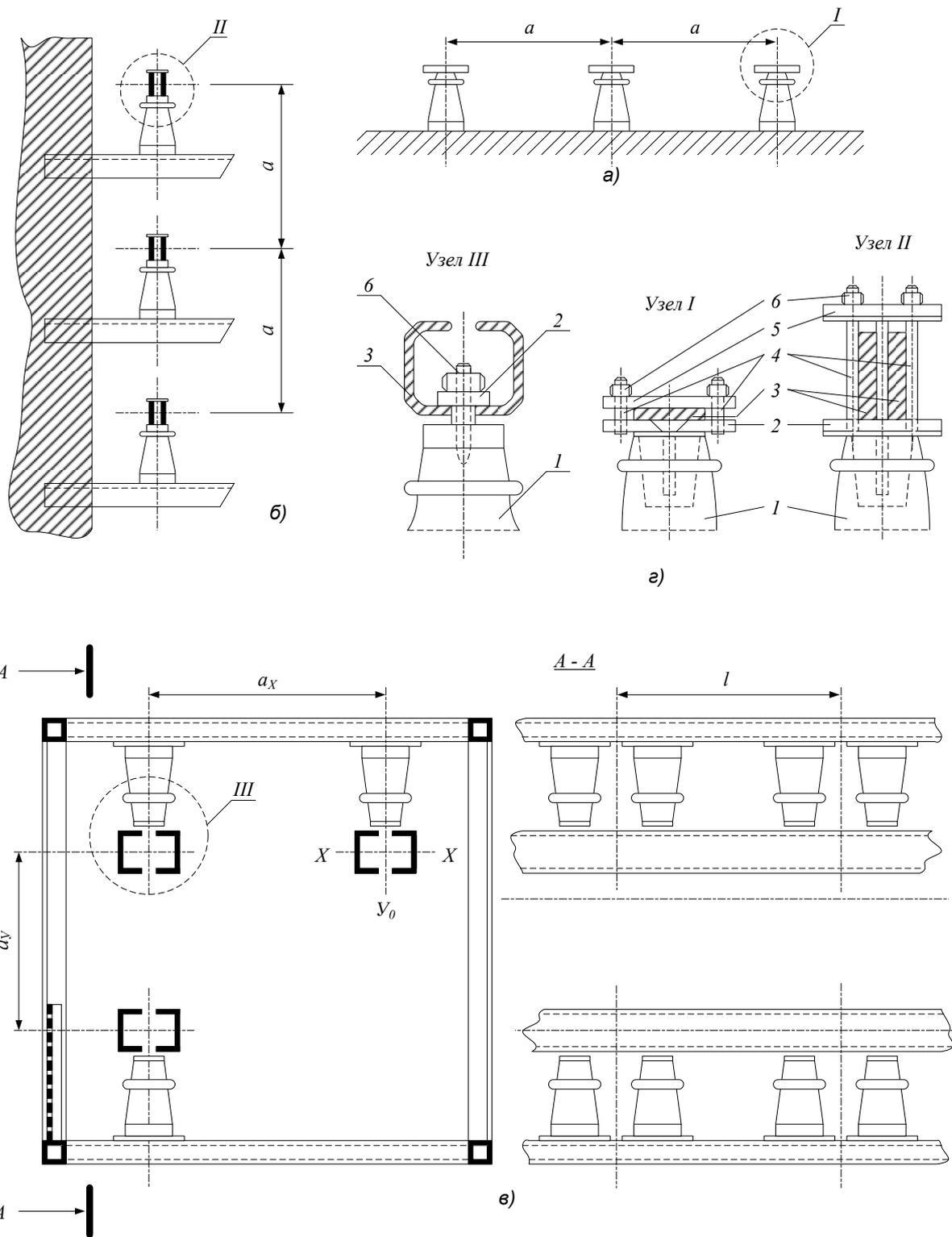
Для неизолированных проводов и окрашенных шин принято $\Theta_{доп} = 70^\circ\text{C}$, в этом случае

$$I_{доп} = I_{доп,ном} \sqrt{\frac{70 - \Theta_0}{45}},$$

где $I_{доп,ном}$ - допустимый ток, определяемый по таблицам, при температуре воздуха $\Theta_{0,ном} = 25^\circ\text{C}$;

Θ_0 - действительная температура воздуха;

$\Theta_{доп}$ - допустимая температура нагрева продолжительного режима (по §1.3.22 ПУЭ для шин принято $+70^\circ\text{C}$).



а) горизонтальное; б) вертикальное; в) по вершинам треугольника;
 г) крепление шин в узлах *I, II, III*;
 1 – опорный изолятор; 2 – стальная планка; 3 – шина;
 4 – стальная распорная трубка; 5 – алюминиевая планка; 6 – шпилька.

Рис. 6.3. Эскизы расположения шин

Проверка шин на термическую стойкость производится по условию:

$$\Theta_k \leq \Theta_{k, \text{доп}} \text{ или } q_{\text{min}} \leq q,$$

- где Θ_k - температура шин при нагреве током КЗ;
 $\Theta_{k, \text{доп}}$ - допустимая температура нагрева шин при КЗ;
 q_{min} - минимальное сечение по термической стойкости;
 q - выбранное сечение.

Более подробно проверка токоведущих частей по термической устойчивости показана в подразделе 6.8.

Необходима проверка шин на электродинамическую стойкость. Жесткие шины, укрепленные на изоляторах, представляют собой динамическую колебательную систему, находящуюся под воздействием электродинамических сил. В такой системе возникают колебания, частота которых зависит от массы и жесткости конструкций. Электродинамические силы, возникающие при к.з., имеют составляющие, которые изменяются с частотой 50 и 100 Гц. Если собственные частоты колебательной системы шины-изоляторы совпадут с этими значениями, то нагрузки на шины и изоляторы возрастут. Если собственные частоты меньше 30 и больше 200 Гц, то механический резонанс не возникает. В большинстве практически применяемых конструкций шин эти условия соблюдаются, поэтому ПУЭ не требуют проверки на электродинамическую стойкость с учетом механических колебаний.

В частных случаях, например, при проектировании новых конструкций РУ с жесткими шинами, производится определение частоты собственных колебаний для алюминиевых и медных шин соответственно

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \sqrt{\frac{J}{q}} ;$$
$$f_0 = \frac{125,2}{l^2} \sqrt{\frac{J}{q}} ,$$

- где l - длина пролета между изоляторами, м;
 J - момент инерции поперечного сечения шины относительно оси, перпендикулярной направлению изгибающей силы, см⁴;
 q - поперечное сечение шины, см².

Изменяя пролет и форму сечения шин, добиваются исключения механического резонанса, т.е. $f_0 < 200$ Гц. Тогда проверка на электродинамическую стойкость производится в предположении, что шины и изоляторы - статическая система с нагрузкой, равной максимальной электродинамической силе, возникающей при КЗ.

Если $f_0 < 200$ Гц, то производится специальный расчет шин с учетом дополнительных динамических усилий, возникающих при механических колебаниях шинной конструкции.

Механический расчет однополосных шин

Наибольшее удельное усилие при трехфазном КЗ, Н/м определяется по выражению (6.7).

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \times 10^{-7} \frac{i_y^2}{a}$$

Т.к. расстояние между фазами значительно больше периметра шин $a \gg 2(b+h)$, то коэффициент формы - $k_\phi = 1$.

Наибольшие электродинамические усилия возникают при трехфазном коротком замыкании, поэтому в дальнейших расчетах учитывается величина ударного тока трехфазного к.з. Индексы (3) в формулах для упрощения опускаются.

Равномерно распределенная сила f создает изгибающий момент Н·м (шина рассматривается как многопролетная балка, свободно лежащая на опорах)

$$M = \frac{f \times l^2}{10},$$

где l - пролет между опорными изоляторами шинной конструкции, м.

Напряжение в материале шины, возникающее при воздействии изгибающего момента, МПа

$$\sigma_{расч} = \frac{M}{W} = \frac{f \times l^2}{10 W} = \sqrt{3} \times 10^{-8} \frac{i_y^2 l^2}{W_a},$$

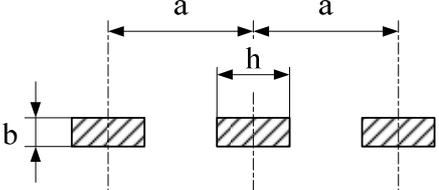
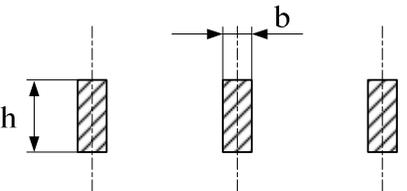
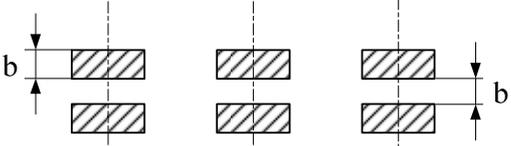
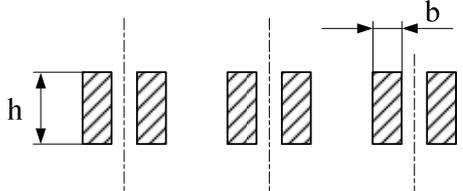
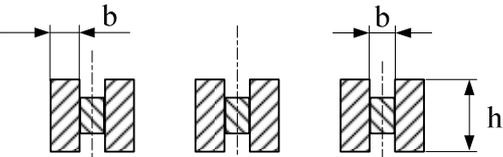
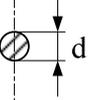
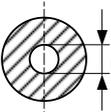
где W - момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия, см³ (табл. 6.1). Шины механически прочны, если

$$\sigma_{расч} \leq \sigma_{доп}.$$

Здесь $\sigma_{доп}$ - допустимое механическое напряжение в материале шин.

В электроустановках широко применяют прессованные шины (ГОСТ 15176-84) из алюминиевого сплава, закаленные и естественно состаренные (марка АД31Т) или закаленные и искусственно состаренные (марка АД31Т1). Согласно § 1.4.15 ПУЭ $\sigma_{доп} \leq 0.7 \sigma_{разр}$.

Таблица 6.1. Моменты сопротивления и инерции

Расположение шин	Момент инерции	Момент сопротивления
	$\frac{bh^3}{12}$	$\frac{bh^2}{6}$
	$\frac{hb^3}{12}$	$\frac{hb^2}{6}$
	$\frac{bh^3}{6}$	$\frac{bh^2}{3}$
	$\frac{hb^3}{6}$	$\frac{hb^2}{3}$
	$0,72b^3h$	$1,44b^2h$
	$\frac{\pi d^4}{64}$	$\frac{\pi d^3}{32}$
	$\frac{\pi [D^4 - d^4]}{64}$	$\frac{\pi [D^3 - d^3]}{32}$
		

В табл. 6.2 приведены ориентировочные значения допустимых напряжений с учетом снижения прочности шин в местах сварки.

Таблица 6.2. Механические характеристики материала шин

Материал	Марка	Разрушающее напряжение $\delta_{\text{разр}}$, МПа	Допустимое напряжение $\delta_{\text{доп}}$, МПа	Модуль упругости E , Па
Алюминий	АДО	60-70	40	$7 \cdot 10^{10}$
Алюминиевый сплав	АД31Т	130	75	-
	АД31Т1	200	90	-
Медь	МГТ	250-300	140	$10 \cdot 10^{10}$
Сталь	Ст3	370-500	160	$20 \cdot 10^{10}$

Лекция 29. Механический расчет двухполосных шин.

Если каждая фаза выполняется из двух полос (рис.6.4), то возникают усилия между полосами и между фазами.

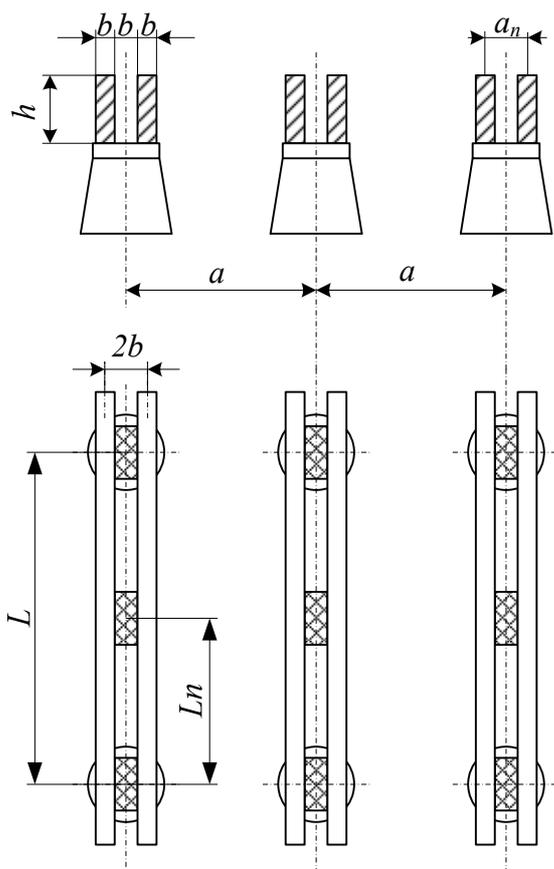


Рис. 6.4. Эскиз расположения двухполосных шин.

Усилие между полосами не должно приводить к их соприкосновению. Чтобы уменьшить это усилие, в пролете между полосами устанавливают прокладки. Пролет между прокладками l_n выбирается таким образом, чтобы

электродинамические силы, возникающие при КЗ, не вызывали соприкосновения полос:

$$l_n \approx 0.216 \sqrt[4]{\frac{a_n^4 EJ_n}{l_y^3 k_\phi}} \quad (1)$$

Механическая система две полосы-изоляторы должна иметь частоту собственных колебаний больше 200 Гц, чтобы не произошло резкого увеличения усилия в результате механического резонанса. Исходя из этого, величина l_n выбирается еще по одному условию:

$$l_n \approx 0.133 \times 10^{-2} \sqrt[4]{\frac{EJ_n}{m_n}} \quad (2)$$

где a_n - расстояние между осями полос, см;
 $J_n = hb^3/12$ - момент инерции полосы, см⁴;
 k_ϕ - коэффициент формы (рис.6.5);
 m_n - масса полосы на единицу длины, кг/м;
 E - модуль упругости материала шин (табл.6.2).

В расчет принимается меньшая из двух величин, определенных по (1) и (2).

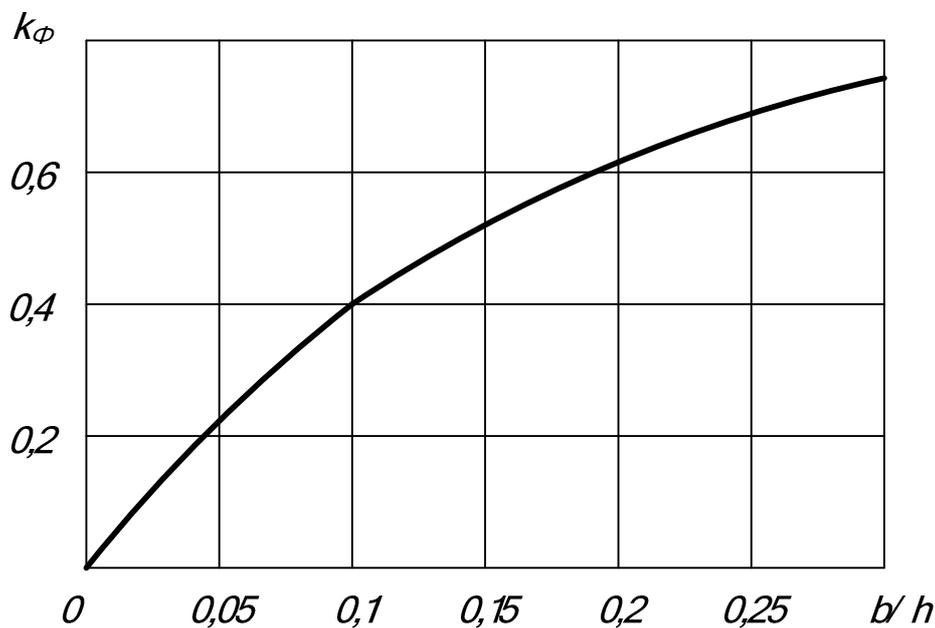


Рис. 6.5. Кривые для определения коэффициента формы для двухполосных шин при $a = 2b$

Силу взаимодействия между полосами в пакете из двух полос можно определить по (6.11), с учетом того, что $i_1=i_2=i_y/2$; $a=a_n=2b$

$$f_n = 2 \cdot 10^{-7} k_\phi \left[\frac{i_y}{2} \right] \left[\frac{1}{2b} \right]^2 = \frac{k_\phi i_y^2}{4b} 10^{-7}.$$

Напряжение в материале шин от взаимодействия полос (шины рассматриваются как балки с равномерно распределенной нагрузкой и зашпеленными концами), МПа

$$\sigma_n = \frac{f_n l_n^2}{12 W_n},$$

где W_n - момент сопротивления одной полосы, см³;

l_n - расстояние между прокладками, м.

Напряжение в материале шин от взаимодействия фаз определяется по выражению

$$\sigma_\phi = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \frac{l^2}{a W_\phi} i_y^2,$$

где l - длина пролета между изоляторами, м;

W_ϕ - момент сопротивления пакета шин (табл. 4.1), см³.

Механический расчет шин коробчатого сечения

Шины коробчатого сечения имеют значительно больший момент инерции, чем шины прямоугольного сечения.

Например, шина сечением 100x10 мм² при расположении на ребро имеет момент инерции, равный $J = \frac{hb^3}{12} = \frac{10 \cdot 10^3}{12} = 0,83 \text{ см}^4$, а одна шина швеллерного профиля сечением 1010 мм² имеет $J_{y-y} = 18,5 \text{ см}^4$.

Соответственно при расположении прямоугольной шины плашмя $J = \frac{hb^3}{12} = \frac{10^3 \cdot 10}{12} = 83 \text{ см}^4$, а для швеллерной шины $J_{x-x} = 135 \text{ см}^4$.

Следовательно, в шинах коробчатого сечения частота собственных колебаний f_0 значительно больше, чем для шин прямоугольного сечения. Это позволяет производить расчет без учета механических колебаний.

Напряжение в материале шин от взаимодействия фаз определяется с учетом расположения шин: если шины расположены в горизонтальной плоскости (рис.6.6, а) и швеллеры соединены жестко между собой, то $W = W_{y_0-y_0}$; при отсутствии жесткого соединения $W = 2W_{y-y}$; если шины расположены в вертикальной плоскости (рис.6.6, б), то $W = 2W_{x-x}$.

Сила взаимодействия между швеллерами (рис.6.6,в), составляющими шину коробчатого профиля, определяется при условии $k_\phi = 1$, $a=h$, $i_1=i_2=i_y/2$:

$$f_n = 0,5 \frac{i_y^2}{h} 10^{-7}.$$

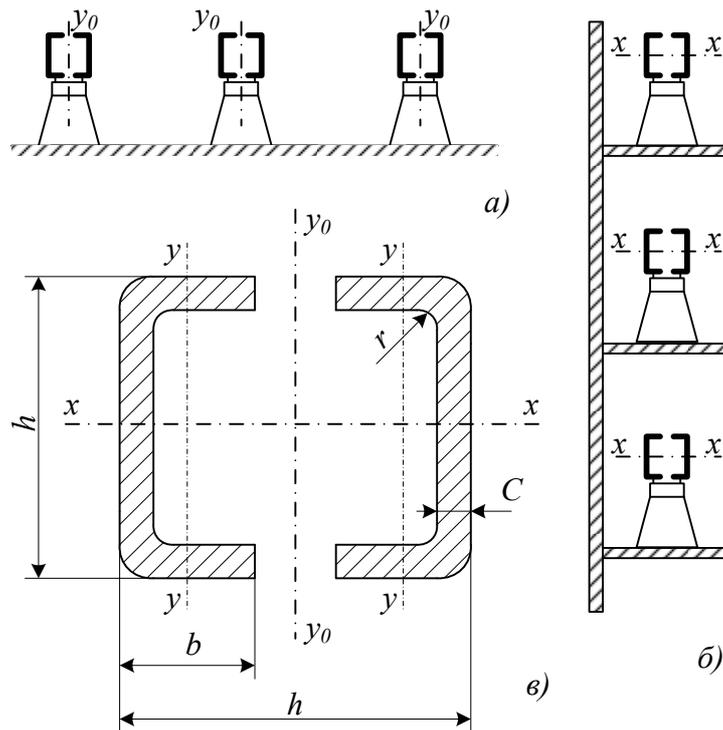


Рис. 6.6. К расчету шин коробчатого сечения

Напряжение в материале шин от действия силы $f_{\text{п}}$ определяется по выражению

$$\sigma_n = \frac{f_n l_n^2}{12 W_n}$$

где $W_n = W_{y-y}$.

Если шины соединены жестко по всей длине, то $\sigma_{\text{п}} = 0$.

Шины механически прочны, если соблюдается условие

$$\sigma_{\text{расч}} = \sigma_{\text{ф}} + \sigma_n \leq \sigma_{\text{дон}}$$

Механический расчет шин, расположенных по вершинам равностороннего треугольника

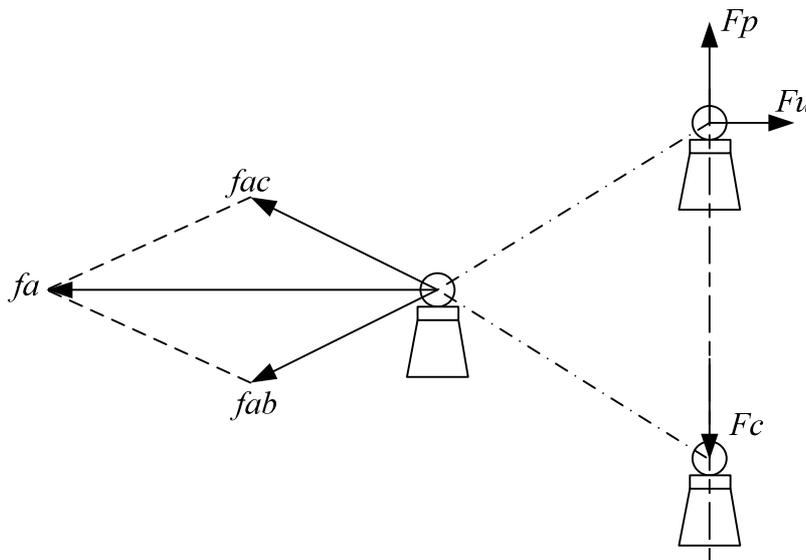


Рис. 6.7. К расчету шин, расположенных в вершинах треугольника

Шины всех фаз находятся в одинаковых условиях. На шину фазы A действуют силы f_{ac} и f_{ab} , которые определяются по (6.7), но, в отличие от горизонтального расположения, векторы сил сдвинуты в пространстве на угол 60° . Результирующая сила f_a меняется не только по значению с частотой $2\omega t$, но и по направлению, создавая растягивающие F_p , изгибающие F_u и сжимающие F_c усилия на изоляторы (конец вектора f_a скользит по окружности).

Не приводя здесь вывода, следует сказать, что максимальная сила взаимодействия оказывается равной силе, действующей на фазу B при горизонтальном расположении шин, Н/м

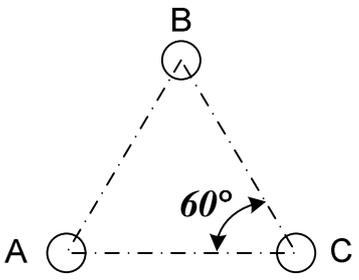
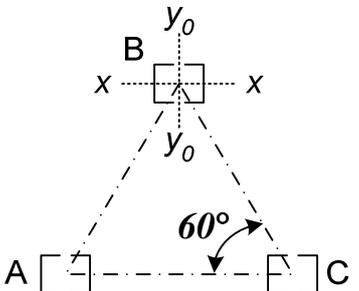
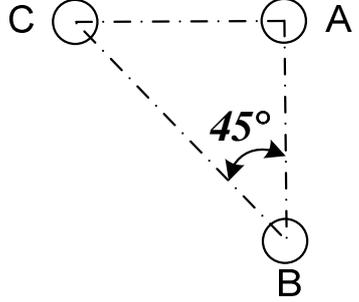
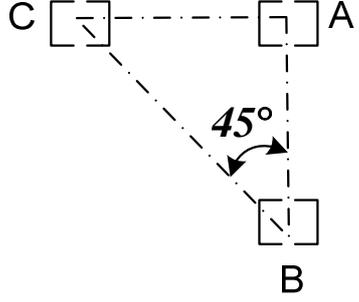
$$f_{\phi} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \frac{i_y^2}{a} .$$

Если шины расположены по вершинам прямоугольного треугольника, то определение возникающих усилий усложняется, так как фазы находятся в различных условиях.

В табл.6.3 приведены расчетные формулы для определения $\sigma_{\phi, \max}$ и сил, действующих на изоляторы трубчатых и коробчатых шин, расположенных в вершинах треугольника.

Определение σ_{Π} или $I_{\Pi, \max}$ в коробчатых шинах производится так же, как при горизонтальном или вертикальном расположении шин.

Таблица 6.3. Расчетные формулы для определения $\sigma_{\phi, \max}$ и сил, действующих на изоляторы

Расположение шин	Напряжение в материале шин от взаимодействия между фазами, МПа	Силы, действующие на изолятор, Н
	$\sigma_{\phi \max} = \sqrt{3} \frac{i_y^2 l^2}{aW} 10^{-8}$	$F_p = \sqrt{3} \frac{i_y^2 l}{a} 10^{-7}$ $F_u = 1,62 \frac{i_y^2 l}{a} 10^{-7}$ $F_c = 1,3 \frac{i_y^2 l}{a} 10^{-7}$
	$\sigma_{\phi \max} = 2,5 \frac{i_y^2 l^2}{aW_{y0-y0}} 10^{-8}$	
	$\sigma_{\phi \max} = 1,64 \frac{i_y^2 l^2}{aW} 10^{-8}$	$F_p = 1,5 \frac{i_y^2 l}{a} 10^{-7}$ $F_u = 1,62 \frac{i_y^2 l}{a} 10^{-7}$ $F_c = 1,62 \frac{i_y^2 l}{a} 10^{-7}$
	$\sigma_{\phi \max} = 2,2 \frac{i_y^2 l^2}{aW_{y0-y0}} 10^{-8}$	

Примечание. В расчетных формулах i - в амперах; l и a - в метрах; W - в кубических сантиметрах.

Лекция 30. Выбор изоляторов.

В распределительных устройствах шины крепятся на опорных, проходных и подвесных изоляторах.

Опорные изоляторы

Жесткие шины крепятся на опорных изоляторах, выбор которых производится по следующим условиям:

по номинальному напряжению

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

по допустимой нагрузке

$$F_{расч} \leq F_{доп},$$

где $F_{расч}$ - сила, действующая на изолятор;

$F_{доп}$ - допустимая нагрузка на головку изолятора: $F_{доп} = 0,6F_{разр}$;

$F_{разр}$ - разрушающая нагрузка на изгиб.

При горизонтальном или вертикальном расположении изоляторов всех фаз расчетная сила N определяется по выражению:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \frac{i_y^2}{a} l k_h \cdot 10^{-7} = f_{\phi} l k_h,$$

где k_h - поправочный коэффициент на высоту шины, если она расположена

на ребро (рис.6.8): $k_h = \frac{H}{H_{из}}$; $H = H_{из} + b + \frac{h}{2}$.

Здесь $H_{из}$ - высота изолятора.

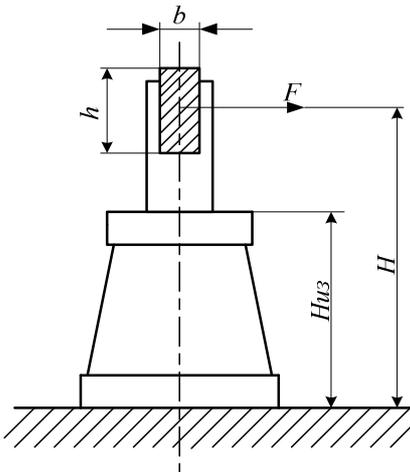


Рис. 6.8. К определению расчетной нагрузки на изолятор

При расположении шин в вершинах треугольника расчетная сила равна $F_{расч} = k_h F_u$ (см.табл.6.3).

Проходные изоляторы

Проходные изоляторы выбираются по следующим условиям:

по напряжению $U_{уст} \leq U_{ном}$;

по номинальному току $I_{max} \leq I_{ном}$;

по допустимой нагрузке $F_{расч} \leq F_{доп}$.

Для проходных изоляторов расчетная сила Н:

$$F_{расч} = 0,5 f_{\phi} l$$

Пример 1. Выбрать ошиновку в цепи генератора ТВФ-63 и сборные шины 10,5 кВ, к которым присоединен данный генератор. ТЭЦ выполнена с двумя генераторами по 63 МВт и связью с системой по линиям 110 кВ. Принять $T_{max}=6000$ ч, среднемесячную температуру наиболее жаркого месяца $+30^{\circ}C$. Значения токов КЗ приведены в табл. 6.4.

Таблица 6.4. Исходные данные.

<i>Источник</i>	<i>$I_{n,0}$ кА</i>	<i>$I_{n,\tau}$ кА</i>	<i>i_y кА</i>	<i>$i_{a,\tau}$ кА</i>
G1	28,3	20,4	78,4	27,93
G2 + система	30,2	26,7	83	14,8
Итого на сборных шинах 10,5 кВ	58,5	42,1	161,4	42,73

Решение. Согласно § 1.3.28 ПУЭ сборные шины и ошиновка в пределах распределительных устройств по экономической плотности тока не выбираются, поэтому выбор производится по допустимому току.

Наибольший ток в цепи генераторов и сборных шин:

$$I_{max} = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3} U \cos \varphi} = \frac{63 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 0,95 \cdot 10,5 \cdot 0,8} = 4558 \text{ А.}$$

Принимаем шины коробчатого сечения алюминиевые 2(125x55x6,5)мм, $I_{доп,ном}=4640$ А. С учетом поправочного коэффициента на температуру 0,94 определим $I_{доп}=4640 \cdot 0,94=4361$ А, что меньше наибольшего тока, поэтому выбираем шины 2(150x65x7)мм сечением $2 \times 1785 \text{ мм}^2$, для этих шин допустимый ток $I_{доп}=5650 \cdot 0,94=5311 \text{ А} > I_{max}=4558 \text{ А}$.

Проверка сборных шин на термическую стойкость

По табл. 6.4 $I_{п,0}=58,5$ кА, тогда тепловой импульс тока к.з.:

$$B_k = I_{п,0}^2 \cdot t_{откл} + T_a \approx 58,5^2 \cdot 4 \cdot 0,185 \approx 14322 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{14322 \cdot 10^3}}{91} = 1315 \text{ мм}^2,$$

что меньше выбранного сечения $2 \times 1785 \text{ мм}^2$; следовательно, шины термически стойки; коэффициент C принимаем по таблицам [3].

Проверка сборных шин на механическую прочность

По табл.6.4 $i_y=161,4$ кА. Шины коробчатого сечения обладают большим моментом инерции, поэтому расчет производится без учета колебательного процесса в механической конструкции. Принимаем, что швеллеры шин соединены жестко по всей длине сварным швом, тогда момент сопротивления $W_{y0-y0}=167 \text{ см}^3$. При расположении шин в вершинах прямоугольного треугольника расчетную формулу принимаем по табл. 6.3:

$$\sigma_{\phi, \max} = 2,2 \frac{i_y^2 l^2}{a W_{y0-y0}} 10^{-8} = 2,2 \frac{161400^2 \cdot 2^2 \cdot 10^{-8}}{0,8 \cdot 167} = 17,16 \text{ МПа},$$

где принято $l = 2$ м;

$$\sigma_{\text{расч}} = \sigma_{\phi, \max} < \sigma_{\text{доп}} = 75 \text{ МПа},$$

поэтому шины механически прочны.

Проверка изоляторов на механическую прочность

Выбираем опорные изоляторы ОФ-10-2000УЗ, $F_{\text{разр}} = 20000$ Н, высота изолятора $H_{\text{из}} = 134$ мм.

Максимальная сила, действующая на изгиб, по табл. 6.3

$$F_u = 1,62 \frac{i_y^2 l}{a} 10^{-7} = \frac{1,62 \cdot 161400^2 \cdot 2}{0,8} 10^{-7} = 10550 \text{ Н},$$

где принято расстояние между фазами $a = 0,8$ м.

Поправка на высоту коробчатых шин

$$k_h = \frac{H}{H_{\text{из}}} = \frac{H_{\text{из}} + c + h/2}{H_{\text{из}}} = \frac{134 + 7 + 150/2}{134} = 1,61;$$

$$F_{\text{расч}} = k_h F_u = 1,61 \cdot 10550 = 16985 \text{ Н} > 0,6 F_{\text{разр}} = 12000 \text{ Н}.$$

Таким образом, изолятор ОФ-10-2000УЗ не проходит по механической прочности. Выбираем изолятор ОФ-10-3000УЗ, $F_{\text{разр}} = 30000$ Н, тогда

$$F_{расч} = 16985 \text{ Н} < 0,6 \cdot 30000 \text{ Н}.$$

Выбираем проходной изолятор П-10-5000-4250, $U_{ном}=10\text{кВ}$; $I_{ном}=5000\text{А}$, что больше $I_{max}=4558 \text{ А}$; $F_{разр} = 42500 \text{ Н}$.

Проверяем изолятор на механическую прочность:

$$F_{расч} = 0,5F_u = 0,5 \cdot 10\ 550 = 5275 < 0,6F_{разр} = 0,6 \cdot 42\ 500 \text{ Н}.$$

Проверка ошиновки в цепи генератора на термическую стойкость.
Выше выбраны сборные шины и ошиновка в цепи генератора одинакового сечения - $2 \times 1785 \text{ мм}^2$. Расчетный ток в цепи генератора по табл.6.4 $I_{п,о}=30,2 \text{ кА}$ (ветвь G2+система) меньше, чем на сборных шинах, поэтому ошиновка в цепи генератора термически стойка.

Проверка шин на механическую прочность

Ошиновка от сборных шин до выключателя в ГРУ расположена по рис. 6.6,а. Примем $l=2 \text{ м}$, $a=0,6 \text{ м}$; швеллеры шин соединены жестко только в местах крепления шин на изоляторах ($l_n = l$). По табл.6.4 расчетный ток $i_y=83\text{кА}$, тогда

$$\sigma_\phi = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \frac{i_y^2 l^2}{W_\phi a} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot 2^2 \cdot 83000^2}{0,6 \cdot 167} = 4,76 \text{ МПа},$$

$$\sigma_n = \frac{f_n l_n^2}{12 W_n} = \frac{0,5 i_y^2 \cdot 10^{-7} l_n^2}{h \cdot 12 W_n} = \frac{0,5 \cdot 83000^2 \cdot 10^{-7} \cdot 2^2}{0,134 \cdot 12 \cdot 14,7} = 58 \text{ МПа},$$

где $h = 134 \text{ мм} = 0,134 \text{ м}$; $W_n = W_{y-y} = 14,7 \text{ см}^3$ по табл. П3.5;

$$\sigma_{расч} = \sigma_\phi + \sigma_n = 4,76 + 58 = 62,76 \text{ МПа} < \sigma_{дон} = 75 \text{ МПа},$$

поэтому шины механически прочны.

Выбор изоляторов. Выбираем опорные изоляторы ОФ-10-2000УЗ,

$$F_{расч} = k_h \sqrt{3} \frac{i_y^2 l}{a} 10^{-7} = 1,61 \sqrt{3} \frac{83000^2 \cdot 2 \cdot 10^{-7}}{0,6} = 6403 \text{ Н} < 0,6F_{разр} = 0,6 \cdot 20000 \text{ Н}.$$

Проходной изолятор выбираем такого же типа, как на сборных шинах П-10-5000-4250.

Выбор комплектного токопровода. От выводов генератора до фасадной стены главного корпуса токоведущие части выполнены комплектным пофазно-экранированным токопроводом. По [3] выбираем ТЭКН-20/7800 на номинальное напряжение 20 кВ, номинальный ток 6800 А, электродинамическая стойкость главной цепи 250 кА.

Проверяем токопровод:

$$I_{max} \leq I_{ном}; 4558 \text{ А} < 6800 \text{ А};$$

$$i_y \leq i_{дин}; 83 \text{ кА} < 250 \text{ кА}.$$

Пример 2. Выбрать шины в цепи трансформатора ТРДН-32000 со стороны 6,3 кВ. Трансформатор установлен на подстанции 110/6,3 кВ. Расчетные токи КЗ: $I_{п,0}=11,5$ кА; $i_y = 30$ кА; $B_k = 26 \cdot 10^6$ кА²·с. Допустимая перегрузка трансформатора 35 %; $\theta_0 = 25$ °С.

Решение. Определяем расчетные токи продолжительных режимов:

$$I_{норм} = I_{норм,т} = \frac{S_{норм,т}}{2 \sqrt{3} U_{норм}} = \frac{3200}{2 \sqrt{3} \cdot 6,3} = 1466 \text{ А};$$

$$I_{max} = 1,35 \cdot I_{норм,т} = 1,35 \cdot 1466 = 1979 \text{ А}.$$

Выбираем сечение алюминиевых шин по допустимому току, т.к. шинный мост, соединяющий трансформатор с КРУ, имеет небольшую длину и находится в пределах подстанции. Принимаем двухполосные шины $2(60 \times 10) \text{ мм}^2$; $I_{доп} = 2010$ А.

По условию нагрева в продолжительном режиме шины проходят: $I_{max} = 1979 \text{ А} < I_{доп} = 2010 \text{ А}$.

Проверяем шины на термическую стойкость:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{26 \cdot 10^6}}{91} = 56 \text{ мм}^2,$$

что меньше принятого сечения.

Проверяем шины на механическую прочность. Определяем пролет l при условии, что частота собственных колебаний будет больше 200 Гц:

$$200 \geq \frac{173,2}{l^2} \sqrt{\frac{J}{q}}, \text{ откуда } l^2 \geq \frac{173,2}{200} \sqrt{\frac{J}{q}}.$$

Если шины расположены на ребро, а полосы в пакете жестко связаны между собой, то по табл. 6.1

$$J = 0,72 b^3 h = 0,72 \cdot l^3 \cdot b = 4,32 \text{ см}^4.$$

Тогда

$$l^2 < \frac{173,2}{200} \sqrt{\frac{4,32}{6 \cdot 2}} = 0,52 \text{ м}^2; l \leq \sqrt{0,52} = 0,72 \text{ м}.$$

Если шины на изоляторах расположены плашмя, то

$$\text{см}^4;$$

$$l^2 < m^2; \quad l \leq m.$$

Этот вариант расположения шин на изоляторах позволяет увеличить длину пролета до 1,22 м, т. е. дает значительную экономию изоляторов. Принимаем расположение пакета шин плашмя; пролет 1,2 м; расстояние между фазами $a = 0,8$ м.

Определяем расстояние между прокладками:

$$l = 0,216 \sqrt{\frac{2}{30000}} \sqrt[4]{\frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 0,5}{0,55}} = 0,88 \text{ м};$$

$$l = 0,133 \sqrt[4]{\frac{7 \cdot 10^{10} \cdot 0,5}{1,62}} \cdot 10^{-2} = 0,51 \text{ м},$$

где $E = 7 \cdot 10^{10}$ Па по табл.6.2;

cm^4 ;

$k_\phi = 0,55$ по рис.6.5;

$a_n = 2b = 2 \text{ см}.$

Масса полосы m_n на 1 м определяется по справочникам или по сечению q , плотности материала шин (для алюминия $2,7 \cdot 10^3$ кг/см³) и длине 100 см:

$$m_n = 2,7 \cdot 10^{-3} \cdot 6 \cdot 1 \cdot 100 = 1,62 \text{ кг/м}.$$

Принимаем меньшее значение $l_n = 0,51$ м, тогда число прокладок в пролете

$$n = \frac{l}{l_n} - 1 = \frac{1,2}{0,51} - 1 = 1,35.$$

Принимаем $n = 2$.

При двух прокладках в пролете расчетный пролет:

м.

Определяем силу взаимодействия между полосами:

$$f_n = \frac{k_\phi i_y^2}{4b} \cdot 10^{-7} = \frac{0,55 \cdot 30000}{4 \cdot 0,01} \cdot 10^{-7} = 1235 \text{ Н/м},$$

где $b = 10 \text{ мм} = 0,01 \text{ м}$.

Напряжение в материале полос:

$$\sigma_n = \frac{f_n l_n^2}{12W_n} = \text{МПа},$$

где см^3 .

Напряжение в материале шин от взаимодействия фаз:

$$y_\phi = \sqrt{3} \times 10^{-8} \frac{i_y^{(3)2} l^2}{aW_\phi} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \frac{1,2^2 \cdot 30000^2}{0,8 \cdot 12} = 2,34 \text{ МПа},$$

где см^3 .

$$\sigma_{\text{расч}} = \sigma_\phi + \sigma_n = 2,34 + 16,47 = 18,81 \text{ МПа},$$

что меньше $\sigma_{\text{доп}} = 75 \text{ МПа}$. Таким образом, шины механически прочны.

Лекция 31. Выбор гибких шин и токопроводов

В РУ 35 кВ и выше применяются гибкие шины, выполненные проводами АС. Гибкие токопроводы для соединения генераторов и трансформаторов с РУ 6-10 кВ выполняются пучком проводов, закрепленных по окружности в кольцах-обоймах. Два провода из пучка - сталеалюминевые - несут в основном механическую нагрузку от собственного веса, гололеда и ветра. Остальные провода - алюминиевые - являются только токоведущими. Сечения отдельных проводов в пучке рекомендуется выбирать возможно большими (500, 600 мм²), т.к. это уменьшает число проводов и стоимость токопровода.

Гибкие провода применяются для соединения блочных трансформаторов с ОРУ.

Проверка сечения на нагрев (по допустимому току) производится по

$$(6.1) \quad I_{max} \leq I_{дон}$$

Выбранное сечение проверяется на термическое действие тока к.з.

$$\vartheta_k \leq \vartheta_{k,дон}; \quad q_{min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} \leq q.$$

При проверке на термическую стойкость проводников линий, оборудованных устройствами быстродействующего АПВ, должно учитываться повышение нагрева из-за увеличения продолжительности прохождения тока к.з. Расщепленные провода ВЛ при проверке на нагрев в условиях к.з. рассматриваются как один провод суммарного сечения.

На электродинамическое действие тока КЗ проверяются гибкие шины РУ при $I_k^{(3)} \geq 20 \text{ кА}$ и провода ВЛ при $i_y \geq 50 \text{ кА}$.

При больших токах к.з. провода в фазах в результате динамического взаимодействия могут настолько сблизиться, что произойдет схлестывание или пробой между фазами.

Наибольшее сближение фаз наблюдается при двухфазном к.з. между соседними фазами, когда провода сначала отбрасываются в противоположные стороны, а затем после отключения тока к.з. движутся навстречу друг другу. Их сближение будет тем больше, чем меньше расстояние между фазами, чем больше стрела провеса и чем больше длительность протекания и значение тока к.з.

Определяется усилие от длительного протекания тока двухфазного КЗ,
Н/м

⋮
⋮

где a - расстояние между фазами, м. (Для ОРУ расстояние между фазами принято обозначать буквой D);

$I^{(2)}$ - среднеквадратичное значение (за время прохождения) тока двухфазного КЗ.

С достаточной точностью для расчетов можно принять

Подставляя эти величины, получаем усилие Н/м:

Определяем силу тяжести 1 м токопровода с учетом внутрифазных распорок, Н/м: $g = 1,19,8m$, где m - масса 1 м токопровода, кг.

Определяем отношение

$$\sqrt{h}/t_{эк},$$

где h - максимальная расчетная стрела провеса провода в каждом пролете при максимальной расчетной температуре, м;

$t_{эк}$ - эквивалентное по импульсу время действия быстродействующей защиты, с.

Для цепей генераторов и трансформаторов в среднем

$$t_{эк} = t_з + 0,05,$$

где $t_з$ - действительная выдержка времени защиты от токов к.з.;

$0,05$ - учитывает влияние апериодической составляющей.

По диаграмме (рис.6.9) в зависимости f/g и $\sqrt{h}/t_{эк}$ определяем отклонение провода b , м, и угол α .

Найденное значение сравниваем с максимально допустимым:

где d - диаметр токопровода;

$a_{дон}$ - наименьшее допустимое расстояние в свету между соседними фазами в момент их наибольшего сближения.

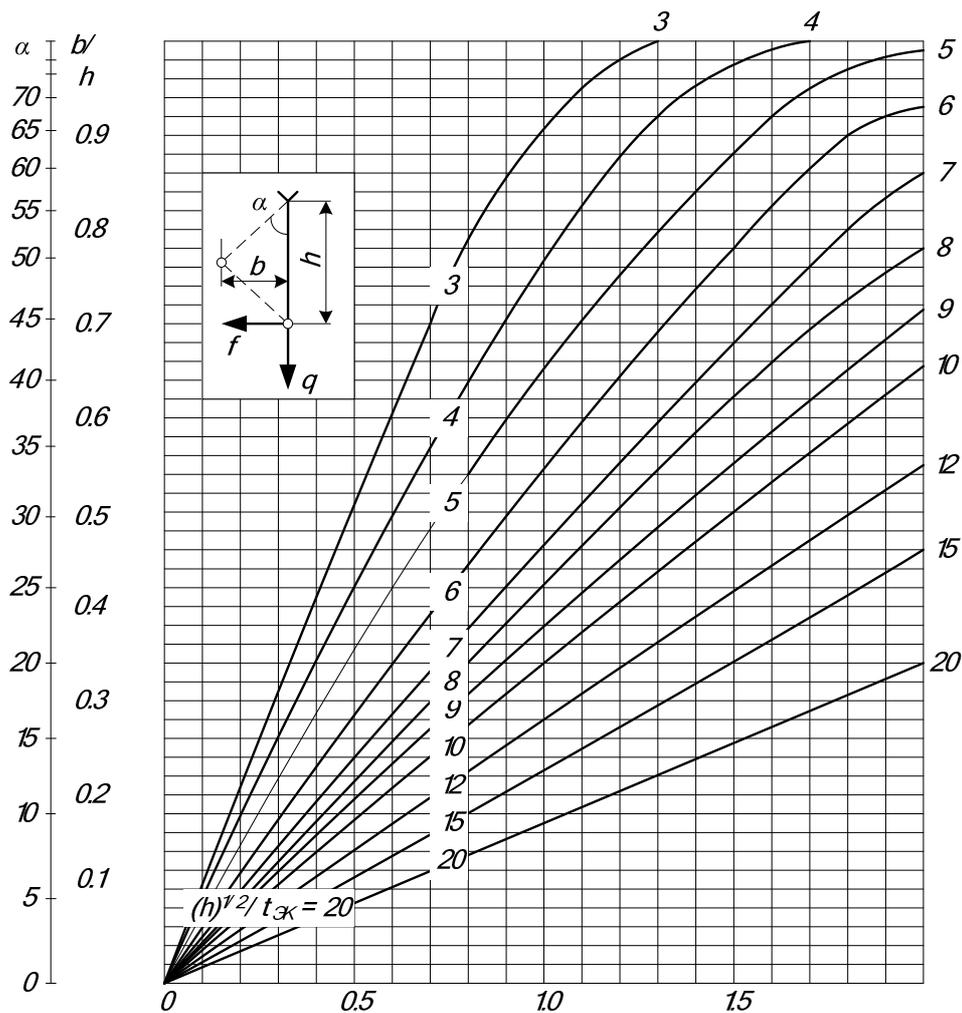


Рис. 6.9. Диаграмма определения отклонения гибкого токопровода с горизонтальным расположением фаз под действием токов к.з.

Для токопроводов генераторного напряжения $a_{\text{доп}}=0,2\text{ м}$, для ОРУ, согласно ПУЭ: при напряжении 110 кВ - 0,45 м; 150 кВ - 0,6 м; 220 кВ - 0,95 м, 330 кВ - 1,4 м; 500 кВ - 2 м.

Если окажется, что $b > b_{\text{доп}}$, то необходимо уменьшить стрелу провеса или увеличить расстояние между фазами. В гибких подвесных токопроводах уменьшение стрелы провеса может привести к значительному увеличению механических напряжений в проводе, а увеличение расстояния между фазами ведет к увеличению размеров ОРУ. Поэтому в некоторых случаях устанавливают поперечные распорки, присоединяемые к фазам через изоляторы, что позволяет не увеличивать расстояние между фазами и не уменьшать стрелу провеса. Когда все же необходимо уменьшить стрелу провеса, устанавливают дополнительные опоры, т. е. фактически уменьшают пролет, чтобы сохранить механическое напряжение в проводах в допустимых пределах.

Гибкие токопроводы с расщепленными фазами проверяются также по электродинамическому взаимодействию проводников одной фазы. Расчет производится в следующем порядке.

Усилие на каждый провод от взаимодействия со всеми остальными $n-1$ проводами составляет Н/м:

где n - число проводов в фазе;

d - диаметр фазы, м;

$I_{n,0}^{(3)}$ - действующее значение тока трехфазного к.з., А.

Под действием импульсных усилий $f_{ц}$ проводники фазы стремятся приблизиться к центру. Для фиксации проводов и уменьшения импульсных усилий в них устанавливают внутрифазовые (дистанционные) распорки. Расстояние между распорками должно быть, м

$$l_p = k \sigma_{max} 10^3 \times \sqrt{\frac{(k-1) \sigma_{max} 24 \beta}{(\gamma_k + k \gamma_1)(\gamma_k - k \gamma_1)}}$$

где $k=1,8$ - коэффициент допустимого увеличения механического напряжения в проводе при КЗ;

σ_{max} - максимальное напряжение в проводе при нормальном режиме, МПа (при температуре 40°C или при гололеде и температуре

-5°C)равняется $T_{фmax}$; здесь $T_{фmax}$ - максимальное тяжение на фазу в нормальном режиме, Н;

β - коэффициент упругого удлинения материала провода (для алюминия $\beta = 159 \cdot 10^{-13}$ м²/Н);

γ - удельная нагрузка от собственной массы провода, МПа /м;

γ_k - удельная нагрузка от сил взаимодействия при КЗ, МПа/м равная

$$\gamma_k = \frac{f_u}{q}; \text{ здесь } q - \text{сечение провода, мм}^2.$$

Максимальное тяжение на фазу определяется при механическом расчете проводов гибкой связи одновременно с определением максимальной стрелы провеса.

На участках токопровода вблизи источников питания расстояние между дистанционными распорками может составлять всего 3-5 м, а на удаленных пролетах по мере уменьшения токов к.з. это расстояние возрастает. Если по условию электродинамической стойкости дистанционных распорок не требуется, их устанавливают через 15 м для фиксации проводов расщепленной фазы.

Проверка по условиям короны необходима для гибких проводников при напряжении 35 кВ и выше. Разряд в виде короны возникает около провода при высоких напряженностях электрического поля и сопровождается потрескиванием и свечением. Процессы ионизации воздуха вокруг провода приводят к дополнительным потерям энергии, к возникновению электромагнитных колебаний, создающих радиопомехи, и к образованию озона, вредно влияющего на поверхности контактных соединений. Правильный выбор проводников должен обеспечить уменьшение действия короны до допустимых значений.

Рассмотрим порядок расчета для выбора сечения проводов по условиям короны.

Разряд в виде короны возникает при максимальном значении начальной критической напряженности электрического поля, кВ/см:

$$E_0 = 30,3m \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right),$$

где m - коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода (для много проволочных проводов $m = 0,82$);

r_0 - радиус провода, см.

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению

.....

где U - линейное напряжение, кВ;

D_{cp} - среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, см.

При горизонтальном расположении фаз

$$D_{cp} = 1,26D,$$

здесь D - расстояние между соседними фазами, см.

В распределительных устройствах 330 кВ и выше каждая фаза для уменьшения коронирования выполняется двумя, тремя или четырьмя проводами, т. е. применяются расщепленные провода (рис. 6.10).

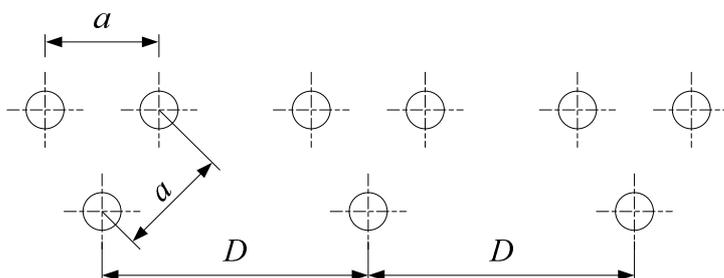


Рис. 6.10. Расположение расщепленных проводов

В отдельных случаях расщепленные провода применяются также на линиях 220 кВ. Напряженность электрического поля (максимальное значение) вокруг расщепленных проводов, кВ/см:

где k - коэффициент, учитывающий число проводов n в фазе;
 $r_{эк}$ - эквивалентный радиус расщепленных проводов (табл. 6.5).

Таблица 6.5. Значения k и r

Данные	Число проводов в фазе		
	2	3	4
Коэффициент k	$1 + 2 \frac{r_0}{a}$	$1 + 2\sqrt{3} \frac{r_0}{a}$	$1 + 3\sqrt{2} \frac{r_0}{a}$
Эквивалентный радиус $r_{эк}$, см	$\sqrt{r_0 a}$	$\sqrt[3]{r_0 a^2}$	$\sqrt[4]{\sqrt{2} r_0 a^3}$

Расстояние между проводами в расщепленной фазе a принимается в установках 220 кВ – 20-30 см, в установках 330-750 кВ – 40 см, При горизонтальном расположении проводов напряженность на среднем проводе примерно на 7% больше величин, определенных по (6.22, 6.23).

Провода не будут коронировать, если наибольшая напряженность поля у поверхности любого провода не более $0,9E_0$. Таким образом, условие образования короны можно записать в виде:

$$1.07E \leq 0,9E_0.$$

Пример 3. Выбрать сборные шины 110 кВ и токоведущие части в блоке от сборных шин до выводов блочного трансформатора по условиям примера 6.1. Генератор G3 типа ТВФ-100-2, трансформатор ТДЦ-125000/110, $T_{max} = 6000$ ч. Токи к.з. на шинах 110 кВ: $I_{n0}^{(3)} = 14,18$ кА; $i_y = 34,56$ кА.

Решение.

Выбор сборных шин 110 кВ

Т.к. сборные шины по экономической плотности тока не выбираются, принимаем сечение по допустимому току при максимальной нагрузке на шинах, равной току наиболее мощного присоединения, в данном случае – блока генератор - трансформатор:

$$I_{\text{норм}} = \frac{S_{\text{ном,з}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} = \frac{118000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 620 \text{ А.}$$

Блочный трансформатор не может быть нагружен большей мощностью, чем мощность генератора 118 МВА, поэтому

$$I_{\text{max}} = I_{\text{норм}} = 620 \text{ А.}$$

Принимаем провод АС-300/48 со следующими характеристиками:

$$q = 300 \text{ мм}^2, d = 24,4 \text{ мм}, I_{\text{доп}} = 690 \text{ А.}$$

Фазы расположены горизонтально с расстоянием между фазами 300 см.

Проверка шин на схлестывание не производится, так как $I_{\text{н0}}^{\text{т3}} < 20 \text{ кА}$.

Проверка на термическое действие тока к.з. не производится, т.к. шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

Проверка по условиям коронирования в данном случае могла бы не производиться, так как согласно ПУЭ минимальное сечение для воздушных линий 110 кВ – 70 мм².

Учитывая, что на ОРУ 110 кВ расстояние между проводами меньше, чем на воздушных линиях, а также для пояснения методики расчета проведем проверочный расчет.

По (6.22) начальная критическая напряженность:

$$E_0 = 30,3m \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right) = 30,3 \cdot 0,82 \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,22}}\right) = 31,6 \text{ кВ/см.}$$

По (6.23) напряженность вокруг провода:

$$= \frac{0,354 \cdot 121}{1,22 \lg \frac{1,26 \cdot 300}{1,22}} = 14,1 \text{ кВ/см.}$$

Здесь принято $U=121 \text{ кВ}$.

Это напряжение принято потому, что на шинах электростанции (как источника питания) поддерживается напряжение равное по значению $1,1U_{\text{ном}}$.

Условие проверки по (6.25):

$$1,07E \leq 0,9E_0.$$

$$1,07 \cdot 14,1 = 15,1 < 0,9 \cdot 31,6 = 28,4.$$

Таким образом, выбранный провод АС-300/48 проходит по условиям короны.

Токоведущие части от выводов блочного трансформатора напряжением 110 кВ до сборных шин распределительного устройства выполняем гибкими проводами.

Сечение выбираем по экономической плотности тока $J_3 = 1 \text{ А/мм}^2$:

620 мм².

Принимаем два провода в фазе АС-300/48; наружный диаметр – 24,4 мм, допустимый ток $2 \cdot 690 = 1380 \text{ А}$.

Проверяем провода по допустимому току:

$$I_{max} = 620 \text{ А} < I_{доп} = 1380 \text{ А}.$$

Проверку на термическое действие тока не производим.

Проверку на коронирование также не производим, т.к. выше было показано, что провод АС-300/48 не коронирует.

Пример 4. Выбрать число и марки проводов в гибком токопроводе для присоединения генератора ТВФ-63 с распределительным устройством 10 кВ, если $T_{max} = 6000 \text{ ч}$, $I_{н0}^{\square} = 50 \text{ кА}$, допустимая стрела провеса по габаритно-монтажным условиям $h = 2,5 \text{ м}$. Проверить токопровод по условиям схлестывания при к.з.

Решение.

Выбираем сечение по экономической плотности тока $J_3 = 1 \text{ А/мм}^2$:

4330 мм².

Принимаем два несущих провода АС-500/64, тогда сечение алюминиевых проводов должно быть

$$q_a = q_s - q_{AC} = 4330 - 2 \cdot 500 = 3330 \text{ мм}^2.$$

Число проводов АС-500:

Принимаем токопровод $2 \times \text{АС-500/64} + 6 \times \text{А-500}$ диаметром $d=160$ мм, расстояние между фазами $D = 3$ м.

Проверяем по допустимому току:

$$I_{\text{дон}} = 2 \cdot 945 + 6 \cdot 980 = 7770 \text{ А} > I_{\text{max}} = 4558 \text{ А}.$$

Пучок гибких неизолированных проводов имеет большую поверхность охлаждения, поэтому проверка на термическую стойкость не производится.

Проверяем токопровод по условиям схлестывания. Сила взаимодействия между фазами (по 6.17):

$$= \frac{1,5 \cdot 50000^2}{3} \cdot 10^{-7} = 125 \text{ Н/м}.$$

Сила тяжести 1 м токопровода (с учетом массы колец 1,6 кг, массы 1 м провода АС-500/64 1,85 кг, провода А-500 1,38 кг) определяется так:

$$g = 9,8 (2 \cdot 1,85 + 6 \cdot 1,38 + 1,6) = 133 \text{ Н/м}.$$

Принимая время действия релейной защиты (дифференциальной) $t_3=0,1$ с, находим

$$t_{\text{ЭК}} = 0,1 + 0,05 = 0,15 \text{ с};$$

$$\frac{\sqrt{h}}{t_{\text{ЭК}}} =$$

По диаграмме (рис.6.9) для значения $f/g=125/133=0,94$ находим $b/h=0,24$, откуда $b = 0,24 \cdot 2,5 = 0,6$ м.

Допустимое отклонение фазы

м.

Схлестывания не произойдет, т.к. $b < b_{\text{доп}}$. Проверяем гибкий токопровод по электродинамическому взаимодействию проводников одной фазы.

Усилие на каждый провод по:

$$= \frac{8-1}{8^2} \cdot 2 \cdot 10^{-7} \frac{50^2 \cdot 10^6}{0,16} = 341,8 \text{ Н/м}.$$

Удельная нагрузка на каждый провод от взаимодействия при к.з.:

$$=0,683 \text{ МПа/м.}$$

Удельная нагрузка на провод АС-500 от собственного веса:

$$\gamma_1 = \frac{9,8m}{q} = \frac{9,8 \cdot 1,38}{500} = 0,027 \text{ МПа/м.}$$

Принимая максимальное тяжение на фазу в нормальном режиме $T_{\text{ф,max}} = 100 \cdot 10^3 \text{ Н}$, определяем

МПа.

Определяем допустимое расстояние между распорками внутри фазы:

$$l_p = k \sigma_{\text{max}} 10^3 \times \sqrt{\frac{(k-1)\sigma_{\text{max}} 24 \beta}{(\gamma_k + k\gamma_1)(\gamma_k - k\gamma_1)}} =$$
$$= 1,8 \cdot 25 \cdot 10^3 \times \sqrt{\frac{(1,8-1)25 \cdot 24 \cdot 10^{-13}}{(0,683 + 1,8 \cdot 0,027)(0,683 - 1,8 \cdot 0,027)}} = 5,77 \text{ м.}$$

Таким образом, в токопроводе необходима установка внутрифазных распорок на расстоянии не более 5,77 м одна от другой.

Лекция 32. Проверка шин на термическую устойчивость токам короткого замыкания

При проверке шин на термическую устойчивость должно выполняться условие

$$B_k \leq I_t^2 t .$$

Минимально допускаемое сечение шин по условию термической устойчивости определяется выражением

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} .$$

При отсутствии точных данных допускается принимать C равным: для медных шин и кабелей – 165; для алюминиевых шин и кабелей – 88; для стальных шин – 70.

При сопоставлении значений q^{\min} и $q^{\text{табл}}$ должно быть выполнено соотношение

$$q^{\min} \leq q^{\text{табл.}}$$

Если имеются точные данные о проводниках, то величина C определяется по выражению

↓

где A_k и A_n - соответственно абсциссы зависимости, определяемые по кривым, для начальной температуры проводника до к.з. и для допустимой предельной температуры, характеризующей допустимое состояние проводников в конце короткого замыкания.

В справочной литературе имеются зависимости $A=f(\theta)$ для проводников из различных материалов.

Зная температуру в доаварийном режиме θ^H , определяют A^n (величина A^n обычно определяется при $\theta^H=70^\circ \text{C}$).

Значение A^k определяют также по этим кривым по значению $\theta^{\text{к.доп}}$ ($\theta^{\text{к.доп}}=200^\circ \text{C}$ для алюминиевых шин, 300°C для медных, 400°C для стальных).

Затем по выражению (6.26) определяется величина q^{\min} и сравнивается с табличной по выражению (6.27).

Если ток нагрузки выбранного сечения жилы проводника $I_{\text{доп}}$ значительно меньше $I_{\text{расч}}$, то целесообразно будет определить действительную рабочую температуру проводника θ_n с целью уточнения величины q_{\min} :

$$\theta_n = \theta_o + (\theta_{\text{доп}} - \theta_o) \frac{I_{\text{раб.мак}}^2}{I_{\text{доп.}}^2},$$

где θ^o - расчетная температура окружающей среды;

$\theta^{\text{табл}}$ - длительно допускаемая рабочая температура.

Далее действия выполняются по вышеприведенному алгоритму.

ЛЕКЦИЯ 1.ВЫБОР АККУМУЛЯТОРНЫХ БАТАРЕЙ

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

Установка постоянного тока состоит из одного или нескольких преобразователей энергии переменного тока в постоянный, аккумуляторной батареи и соответствующего распределительного устройства.

В качестве преобразователей используют выпрямители или двигатели – генераторы. При нормальной работе станции (подстанции) сеть постоянного тока питается через преобразователь. Батарея заряжена и потребляет лишь небольшой ток заряда для компенсации саморазряда. При нарушении нормального режима (исчезновение напряжения переменного тока в системе СН) преобразователь отключается и нагрузку принимает на себя батарея.

Основную нагрузку аккумуляторной батареи на тепловой станции составляют следующие приемники:

- аппараты устройств дистанционного управления, сигнализации, блокировки и релейной защиты;
- приводы выключателей, автоматов, контакторов;
- аварийное освещение;
- электродвигатели аварийных насосов системы уплотнения вала генератора;
- электродвигатели аварийных маслонасосов системы смазки агрегатов;
- электродвигатели аварийных маслонасосов системы регулирования турбин (только для турбин К–300–240 ЛМЗ с автономной системой регулирования); у агрегатов до 200 МВт давление в системе регулирования поддерживается за счет главных маслонасосов на валу турбины.

На гидроэлектростанциях аварийных маслонасосов нет.

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

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

В приближенных расчетах можно принимать следующие значения постоянно включенных нагрузок:

- для тепловых электростанций с поперечными связями (на одну батарею) – 20 А;
- для тепловых блочных электростанций с агрегатами 150 – 200 МВт (одна батарея на блок) – 40 А;
- для тепловых электростанций с блоками 300 МВт и выше (одна батарея на блок) – 40 А.

Число аккумуляторных батарей выбирается по следующему принципу:

- на ТЭС с поперечными связями с тепловой части мощностью до 200 МВт устанавливается одна батарея, на ТЭЦ мощностью больше 200 МВт – две батареи, емкость каждой из которых выбирается с учетом 50% суммарной нагрузки;
- на ТЭС блочного типа для каждых двух блоков, обслуживаемых одним блочным щитом управления, предусматривается установка одной аккумуляторной батареи, при блоках 300 МВт и выше допускается установка одной батареи на блок;
- на ТЭС устанавливают одну или две для экономии кабеля – две аккумуляторные батареи.

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

На электростанциях применяются свинцовые аккумуляторы типа СК-№ или СН-№, где С – стационарный, К – для коротких разрядов, Н – с намазанными пластинами, № – номер типа.

Как правило, аккумуляторные батареи эксплуатируются в режиме постоянного подзаряда по схеме с элементным коммутатором.

Напряжение при этом на элементе в начале разряда составляет 2,15 В, а допустимое напряжение в конце полного разряда в получасовом режиме принимается равным 1,75 В.

По данным Научно-исследовательского аккумуляторного института токи разряда в указанном получасовом режиме принимаются: для разряда при начальной температуре электролита 10⁰ С – 21 А, при 25⁰ С – 25 А.

Количество элементов, присоединяемых к шинам в режиме постоянного подзаряда,

$$n_0 = \frac{U_{Ш}}{U_{ПА}},$$

где n_0 – число основных элементов в батарее;

$U_{Ш}$ – напряжение на шинах;

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

Если принимается $U_{Ш}=230$ В, то

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

Если принимается $U_{ш}=253$ В, то

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

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

$$n_{min}=230/2.6=88 \text{ элементов.}$$

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

$$n=230/1,75=130 \text{ элементов,}$$

где n – общее число элементов батареи.

Таким образом, типовой номер батареи N выбирается по формуле:

$$N \geq 1.05 \cdot (I_{AB} / J),$$

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

$1,05$ – коэффициент запаса;

J – допустимая нагрузка аварийного разряда, A/N , приведенная к первому номеру аккумуляторов, в зависимости от температуры электролита.

Полученный номер округляется до ближайшего большего типового номера.

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

$$46 \cdot N \geq I_{T.MAX}$$

где 46 – коэффициент, учитывающий допустимую перегрузку.

$$I_{T.MAX} = I_{AB} + I_{ПР} + I_{ПОСТ} + I_{АВ}$$

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

Как было уже отмечено, подзарядное устройство в нормальном режиме питает постоянно включенную нагрузку и подзаряжает батарею.

Согласно ГОСТ 2.825 –73 ток подзаряда должен быть $0,03N$.

Тогда

$$I_{ПЗ} \geq 0,15 \cdot N + I_{П}$$

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

Напряжение подзарядного устройства определяется по условию

$$U_{пз} \geq 2,15n_0,$$

где n_0 – число основных элементов.

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

Зарядное устройство рассчитывается на ток заряда

$$I_A = 5 \cdot N + I_{п}$$

и напряжение в конце заряда 2,75 В на элемент

$$U_3 = 2,75n.$$

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

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

Лекция 2.КОНСТРУКЦИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ

Закрытые распределительные устройства

Требования к конструкциям ЗРУ

Распределительное устройство — это электроустановка, предназначенная для приема и распределения электрической энергии, содержащая электрические аппараты, шины и вспомогательные устройства.

Если распределительное устройство расположено внутри здания, то оно называется закрытым.

Закрытые распределительные устройства (ЗРУ) сооружаются обычно

при напряжении 3 — 20 кВ. При больших напряжениях, как правило, сооружаются открытые РУ. Однако при ограниченной площади под РУ или при повышенной загрязненности атмосферы, а также в районах Крайнего Севера могут применяться ЗРУ на напряжения 35 — 220 кВ.

Распределительные устройства должны обеспечивать надежность работы электроустановки, что может быть выполнено только при правильном выборе и расстановке электрооборудования, при правильном подборе типа и конструкции РУ в соответствии с ПУЭ.

Обслуживание РУ должно быть удобным и безопасным. Размещение оборудования в РУ должно обеспечивать хорошую обзораемость, удобство ремонтных работ, полную безопасность при ремонтах и осмотрах. Для безопасности соблюдаются минимальные расстояния от токоведущих частей до различных элементов ЗРУ [1.12].

Неизолированные токоведущие части во избежание случайных прикосновений к ним должны быть помещены в камеры или ограждены. Ограждение может быть сплошным или сетчатым. Во многих конструкциях ЗРУ применяется смешанное ограждение — на сплошной части ограждения крепятся приводы выключателей и разъединителей, а сетчатая часть ограждения позволяет наблюдать за оборудованием. Высота такого ограждения должна быть не меньше 1,9 м, при этом сетки должны иметь отверстия размером не более 25 x 25 мм, а ограждения — запираются на замок.

Неизолированные токоведущие части, расположенные над полом на высоте до 2,5 м в установках 3—10кВ и 2,7 м в установках

20 — 35 кВ, должны ограждаться сетками, причем высота прохода под сеткой должна быть не менее 1,9 м.

Осмотры оборудования производятся из коридора обслуживания, ширина которого должна быть не меньше 1 м при одностороннем и 1,2 м при двустороннем расположении оборудования.

Если в коридоре ЗРУ размещены приводы разъединителей и выключателей, то ширина такого коридора управления должна быть соответственно 1,5 м и 2 м.

Если в ЗРУ применяются ячейки КРУ, то ширина прохода для управления и ремонта КРУ выкатного типа должна обеспечивать удобство перемещения и разворота выкатных тележек, поэтому при однорядном расположении ширина определяется длиной тележки плюс 0,6 м, при двухрядном расположении — длиной тележки плюс 0,8 м. При наличии прохода с задней стороны КРУ его ширина должна быть не менее 0,8 м.

Из помещений ЗРУ предусматриваются выходы наружу или в помещения с несгораемыми стенами и перекрытиями: один выход при длине РУ до 7 м; два выхода по концам при длине от 7 до 60 м; при длине более 60 м — два выхода по концам и дополнительные выходы с таким расчетом, чтобы расстояние от любой точки коридоров РУ до выхода не превышало 30 м. Двери из РУ должны открываться наружу и иметь samozапирающиеся замки, открываемые без ключа со стороны РУ.

ЗРУ должно обеспечивать пожарную безопасность. Строительные конструкции ЗРУ должны отвечать требованиям СНиП, а также правилам пожарной охраны (ППО). Здание РУ сооружается из огнестойких материалов. При проектировании ЗРУ предусматриваются меры для ограничения распространения возникшей аварии. Для этого оборудование отдельных элементов РУ устанавливается в камерах — помещениях, ограниченных со всех сторон стенами, перекрытиями, ограждениями.

При установке в ЗРУ масляных трансформаторов предусматриваются меры для сбора и отвода масла в маслосборную систему.

В ЗРУ предусматривается естественная вентиляция помещений трансформаторов и реакторов, а также аварийная вытяжная вентиляция коридоров обслуживания открытых камер с маслонаполненным оборудованием.

Распределительное устройство должно быть экономичным. Стоимость сооружения РУ складывается из стоимости строительной части, электрического оборудования, электромонтажных работ и накладных расходов. Для уменьшения стоимости строительной части по возможности уменьшают объем здания и упрощают его конструкцию. Значительное уменьшение стоимости достигается применением зданий РУ из сборных железобетонных конструкций.

Для уменьшения стоимости электромонтажных работ и ускорения сооружения РУ широко применяют укрупненные узлы, собранные на специализированной монтажной базе. Такими узлами могут быть камеры и шкафы со встроенным электрооборудованием: камеры для сборных шин и шинных разъединителей, шкафы управления выключателями, шкафы линейных разъединителей и т.п. Для присоединения линий 6—10 кВ в современных распределительных устройствах широко применяют шкафы комплектных распределительных устройств (см. подразд. 6.2). Применение укрупненных узлов позволяет использовать индустриальные методы сооружения ЗРУ с максимальной механизацией электромонтажных работ.

Распределительное устройство, смонтированное из укрупненных узлов, называется сборным. В сборном распределительном устройстве здание сооружается в виде коробки, без каких-либо перегородок, зального типа. Основу камер составляет стальной каркас, а перегородки между камерами выполняют из асбоцементных или гипсолитовых плит.

Уменьшение стоимости распределительных устройств достигается также сооружением их по типовым проектам, которые разрабатываются ведущими проектными организациями. Задачей студентов является выбор той или иной типовой конструкции, которая соответствовала бы схеме электрических соединений и установленному оборудованию.

Ниже рассматриваются некоторые конструкции закрытых распределительных устройств по типовым проектам, разработанным институтами «Атомэнергопроект», «Энергосетьпроект», а также ВНИПИЭнергопром.

Лекция 3. Конструкции ЗРУ 6—10 кВ с одной системой шин

РУ 6—10 кВ с одной системой шин без реакторов на отходящих линиях широко применяются в промышленных установках и городских сетях. В таких РУ устанавливаются маломасляные или безмасляные выключатели небольших габаритов, что позволяет все оборудование одного присоединения разместить в одной камере — ячейке комплектного распределительного устройства (КРУ).

Генераторное распределительное устройство (ГРУ) 6—10 кВ с одной системой сборных шин, разделенных на три секции и групповыми сдвоенными реакторами на линиях, показано на рис. 6.1.

При конструировании РУ необходимо знать размещение оборудования по камерам, для чего вначале вычерчивается схема заполнения.

Схема заполнения — это электрическая схема включения основного оборудования и аппаратуры, отражающая их действительное взаимное размещение.

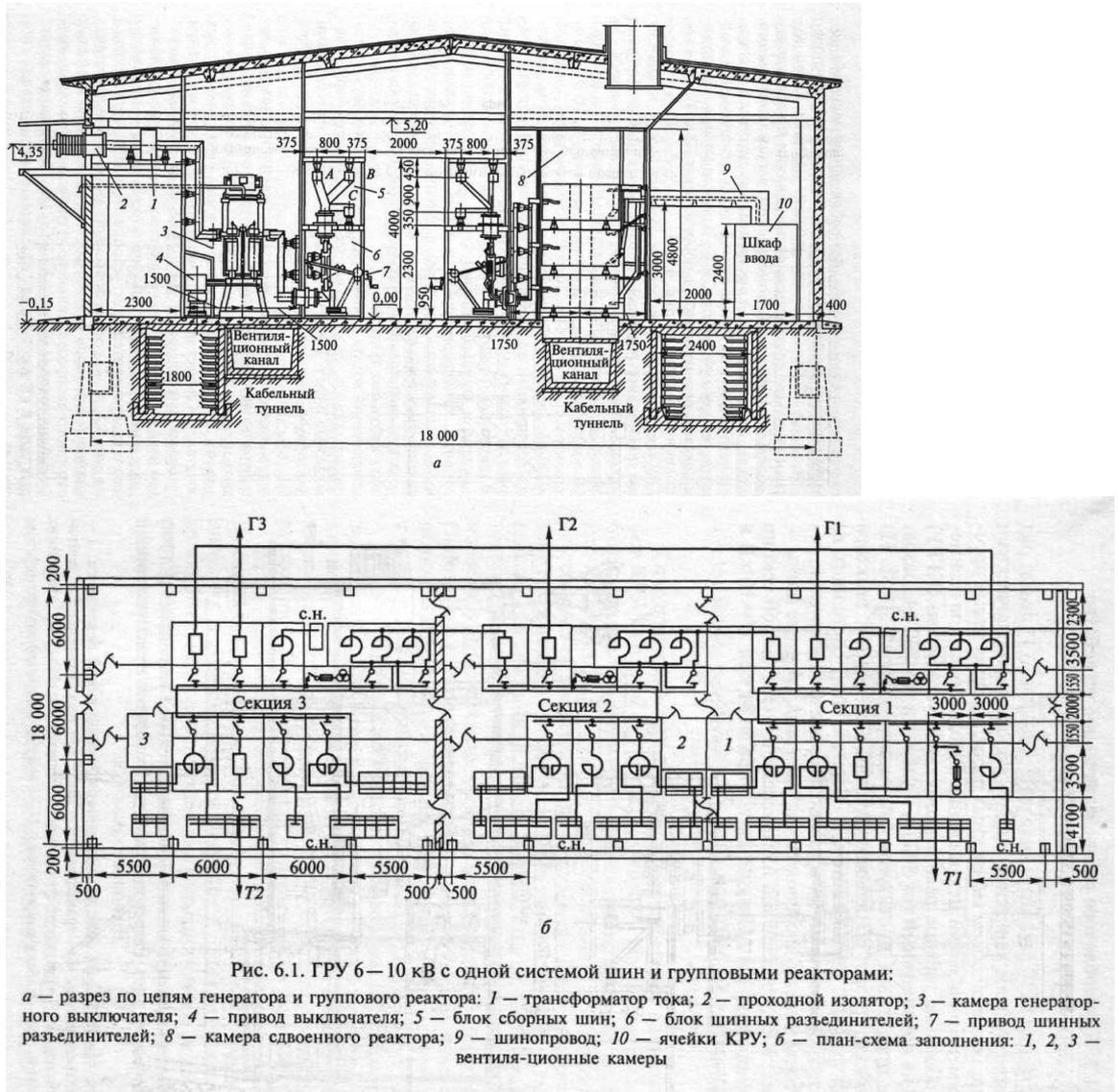
В схеме заполнения условно, без соблюдения масштаба показывается контур здания и камер, расположение оборудования и делаются необходимые поясняющие надписи. Схема заполнения облегчает составление спецификации на оборудование, облегчает понимание конструкции распределительного устройства, но не заменяет конструктивных чертежей распределительного устройства. В некоторых случаях вычерчивается план распределительного устройства, и на нем условными обозначениями показывается размещение оборудования. Такой план-схема заполнения показан на рис. 6.1, б.

В ГРУ предусмотрены три секции сборных шин, к каждой из которых присоединен генератор 63 МВт. К первой и третьей секциям присоединены трехобмоточные трансформаторы связи. На каждой секции установлены два групповых сдвоенных реактора 2 x 2000 А и четыре сборки КРУ с выключателями ВМПЭ-10. Генераторное распределительное устройство рассчитано на ударный ток до 300 кА. Здание ГРУ одноэтажное, с пролетом 18 м, выполняется из стандартных железобетонных конструкций, которые применяются для сооружения и других зданий тепловых электростанций. В центральной части здания в два ряда расположены блоки сборных шин и шинных разъединителей, далее следуют ячейки генераторных, трансформаторных и секционных выключателей, групповых и секционных реакторов и шинных трансформаторов напряжения. Шаг ячейки 3 м. У стен здания расположены шкафы комплектного распределительного устройства. Все кабели проходят в двух кабельных туннелях.

Охлаждающий воздух к реакторам подводится из двух вентиляционных каналов, нагретый воздух выбрасывается наружу через вытяжную шахту. В каналы воздух подается специальными вентиляторами, установленными в трех камерах (1, 2, 3 на рис. 6.1, б).

Обслуживание оборудования осуществляется из трех коридоров: центральный коридор управления шириной 2000 мм, коридор вдоль шкафов КРУ, рассчитанный на выкатку тележек с выключателями, и коридор обслуживания вдоль ряда генераторных выключателей. Следует обратить

внимание на то, что все ячейки генераторных выключателей расположены со стороны генераторного распределительного устройства, обращенной к турбинному отделению, а ячейки трансформаторов связи — со стороны открытого распределительного устройства (план-схема заполнения на рис. 6.1, б). Такое расположение позволяет осуществить соединение генераторов и трансформаторов связи с ячейками генераторного распределительного устройства с помощью подвесных гибких токопроводов (см. рис. 6.18). Соединение секций сборных шин 6 кВ в кольцо производится снаружи здания гибкой связью.



Крупноблочное распределительное устройство генераторного напряжения КГРУ

Конструкция ГРУ, рассмотренная ранее (см. рис. 6.1), имеет ряд недостатков: тяжелое каркасное здание, ячейки с металлическими каркасами, большой объем монтажных работ, производимых вручную с применением малой механизации. Этим недостаткам не имеет крупноблочное главное распределительное устройство (КГРУ) 6—10 кВ на номинальный ток 8000 А и ударный ток 330 кА, разработанное проектным институтом «Атомэнергопроект» [6.3]. На рис. 6.2 показан разрез по цепям генератора и двоянного реактора КГРУ для схемы с одной системой сборных шин,

состоящих из четырех секций, соединенных в кольцо. Ячейки выключателей, реакторов, разъединителей расположены в два ряда, сборные шины — в один ряд. КГРУ рассчитано на присоединение к каждой секции одного генератора 120 МВт или двух по 60 МВт при $U=10$ кВ и одного генератора 60 МВт при $U=6$ кВ.

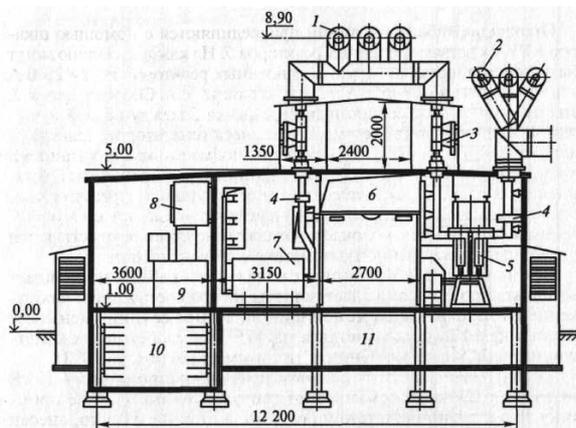


Рис. 6.2. Крупноблочное главное распределительное устройство (КГРУ) с одной системой шин. Разрез по цепям генераторного присоединения и группового реактора:

1 — токопроводы сборных шин; 2 — токопроводы секционной перемычки; 3 — шинный разъединитель; 4 — трансформатор тока; 5 — выключатель; 6 — вентиляционный короб; 7 — реактор; 8 — шкаф разъединителя; 9 — КРУ отходящих линий; 10 — кабельный туннель; 11 — вентиляционный подвал

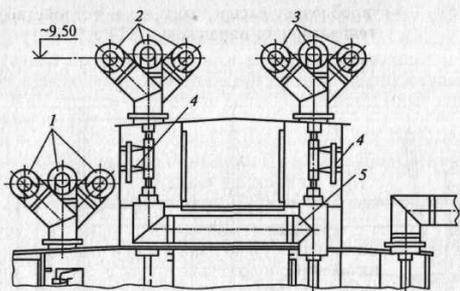


Рис. 6.3. КГРУ 6—10 кВ с двумя системами шин (второй этаж):

1 — секционная перемычка; 2 — резервная система шин; 3 — рабочая система шин; 4 — шинные разъединители; 5 — развилка

Отходящие кабельные линии присоединяются с помощью шкафов КРУ 9 к ветвям сдвоенных реакторов 7. На каждую секцию могут быть присоединены две группы сдвоенных реакторов по 2 x 2500 А или три группы по 2 x 1600 А и по одной линии с. н. Сборные шины 1, ответвления от них, секционная перемычка 2 между первой и четвертой секциями, а также выводы из ячеек генераторов, трансформаторов связи и линий с. н. выполнены пофазно-экранированными токопроводами (см. подразд. 6.5.2). Шинные разъединители 3 установлены в металлических ячейках с междуфазными перегородками. Ошиновка в ячейках выключателей и реакторов выполняется укрупненными монтажными блоками. Охлаждение ячеек осуществляется с помощью искусственной автоматической вентиляции.

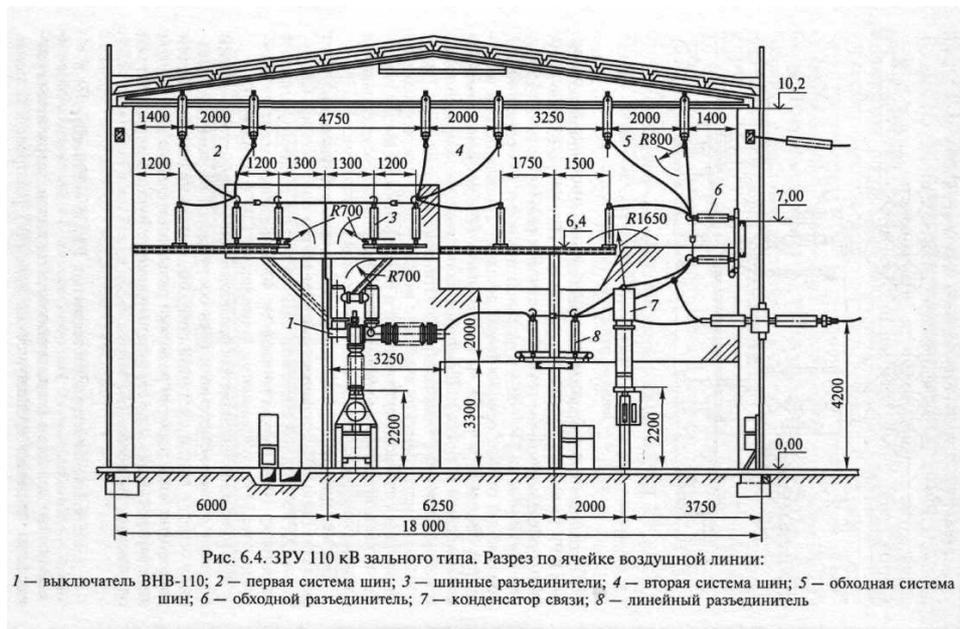
Применение КГРУ повышает надежность работы и упрощает эксплуатацию РУ, сокращает затраты на его сооружение. Сооружение КГРУ с одной системой шин на четыре секции уменьшает затраты на 10%, расход металла на 40%, железобетонных конструкций на 21 % по сравнению с типовыми ГРУ (см. рис. 6.1).

Крупноблочное главное распределительное устройство 6—10 кВ по

схеме с двумя системами шин сооружается по тому же принципу, что и с одной системой шин, но, в отличие от него, внесен дополнительный элемент развилки разъединителей от двух систем шин (второй этаж). Все строительные конструкции первого этажа одинаковы для обоих КГРУ (рис. 6.3).

Лекция 4. Конструкции закрытых РУ 35—220 кВ

В особых условиях (ограниченность площади, загрязненная атмосфера, суровые климатические условия) распределительные устройства 35 — 220 кВ сооружаются закрытыми. ЗРУ 35 — 220 кВ дороже ОРУ на то же напряжение, так как стоимость здания значительно больше стоимости металлоконструкций и фундаментов, необходимых для открытой установки аппаратуры. В ЗРУ 35 — 220 кВ применяют только воздушные, вакуумные или маломасляные выключатели.



Установка баковых масляных выключателей привела бы к значительному увеличению стоимости РУ за счет сооружения специальных камер и маслосборных устройств.

На рис. 6.4 показано закрытое РУ 110 кВ с двумя рабочими и обходной системами шин. Здание зального типа высотой 10,2 м, одноэтажное. Сборные шины выполнены гибкими проводами и закреплены на гирляндах изоляторов (фазы А, В) и стержневых опорных изоляторах (фаза С). Обслуживание изоляторов, ошиновки, шинных разъединителей производится с помощью передвижных телескопических подъемников. В ЗРУ 110 кВ могут устанавливаться выключатели ВВБ-110, ВНВ-110.

В работающих электроустановках имеются другие конструкции ЗРУ ПО кВ, например двухэтажное с вынесенной наружу обходной системой шин. Последнее обстоятельство является серьезным недостатком, так как значительно увеличивает занимаемую площадь и снижает надежность работы при возможности загрязнения изоляции обходной системы шин.

Так же как и для ГРУ 6—10 кВ, наиболее прогрессивным является применение комплектных РУ 35 — 220 кВ.

Комплектные распределительные устройства высокого

напряжения

Комплектные распределительные устройства внутренней установки

Комплектное распределительное устройство (КРУ) — это распределительное устройство, состоящее из закрытых шкафов со встроенными в них аппаратами, измерительными и защитными приборами и вспомогательными устройствами. Шкафы КРУ изготавливаются на заводах, что позволяет добиться тщательной сборки всех узлов и обеспечения надежной работы электрооборудования. Шкафы с полностью собранным и готовым к работе оборудованием поступают на место монтажа, где их устанавливают, соединяют сборные шины на стыках шкафов, подводят силовые и контрольные кабели. Применение КРУ позволяет ускорить монтаж распределительного устройства. КРУ безопасно в обслуживании, так как все части, находящиеся под напряжением, закрыты металлическим кожухом.

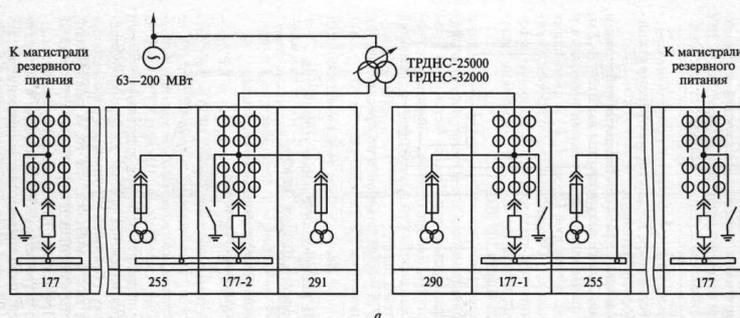


Рис. 6.5. Компонка шкафов КРУ серий К-104М и К-104МС1 для собственных нужд 6 кВ ТЭС с блоками 63—300 МВт:

a — вводы на секции РУСН от рабочих ТСН и от резервной магистрали (см. также с. 403)

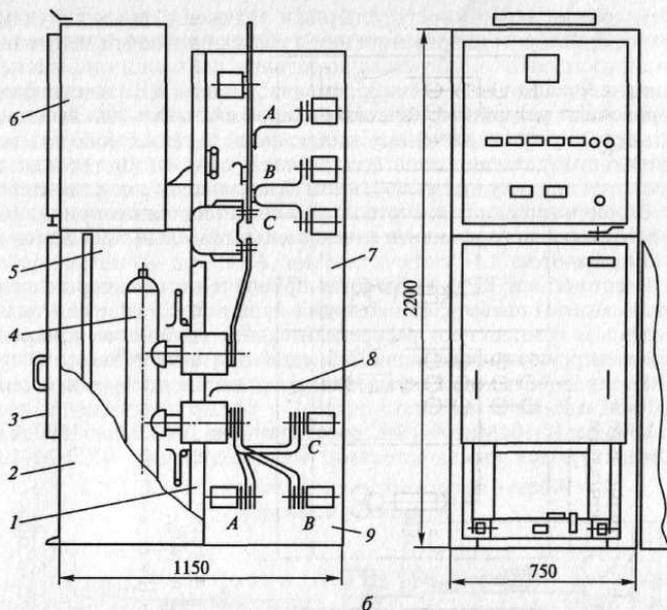


Рис. 6.5. Окончание. Компонка шкафов КРУ серий К-104М и К-104МС1 для собственных нужд 6 кВ ТЭС с блоками 63—300 МВт:

b — шкаф с выключателем и шинным вводом: 1 — рама; 2 — корпус шкафа; 3 — дверь; 4 — элемент выдвижной с выключателем; 5 — отсек выдвижного элемента; 6 — шкаф релейный; 7 — отсек линейный; 8 — перегородка; 9 — отсек сборных шин

В качестве изоляции между токоведущими частями в КРУ могут быть использованы воздух, масло, пирален, твердая изоляция, инертные газы. КРУ

с масляной и газовой изоляцией могут изготавливаться на высокие напряжения 220, 400 и 500 кВ. В КРУ могут применяться обычные аппараты или специально предназначенные для них, могут сочетаться и те и другие. Например, для КРУ 6—10 кВ применяются выключатели обычной конструкции, а вместо разъединителей — втычные контакты.

Наша промышленность выпускает КРУ 3 —35 кВ с воздушной изоляцией и 110—220 кВ с изоляцией из элегаза. Применение КРУ приводит к сокращению объема и сроков проектирования.

Шкаф КРУ несгораемыми перегородками разделен на отсеки: выключателя на выдвижной тележке; сборных шин; линейного ввода; релейного шкафа (рис. 6.5). Конструкция шкафов КРУ предусматривает возможность установки тележек с выключателем, трансформатором напряжения или с разъединяющими контактами с перемычкой в рабочем, контрольном положении и выкатывание из шкафа для ревизии и ремонта. Шкафы КРУ имеют блокировочные устройства, не позволяющие вкатывать или выкатывать тележку при включенном выключателе, а также включать заземляющий разъединитель при рабочем положении тележки и вкатывать тележку при включенном заземляющем разъединителе.

Вторичные цепи релейного шкафа соединяются с вторичными цепями выкатного элемента с помощью штепсельных разъемов и гибких шлангов.

Изготовители КРУ в каталогах приводят сетку типовых схем главных цепей шкафов, ориентируясь на которую подбирают типы шкафов и комплектуют распределительное устройство конкретной электроустановки. На рис. 6.5, а показан вариант компоновки КРУ для собственных нужд электростанции шкафами серии К-104М и К-104С.

Шкафы К-104М и К-104С рассчитаны на токи 630—1600 А и комплектуются выключателями: маломасляными ВКЭ-М-10, ВКЭ-10; вакуумными ВВЭ-М-10, ВВПЭ-10, ВБМЭ-10; элегазовыми VF07.12.50, 07.16.50; 12.08.31; 12.12.31; 12.12.40; 12.16.40.

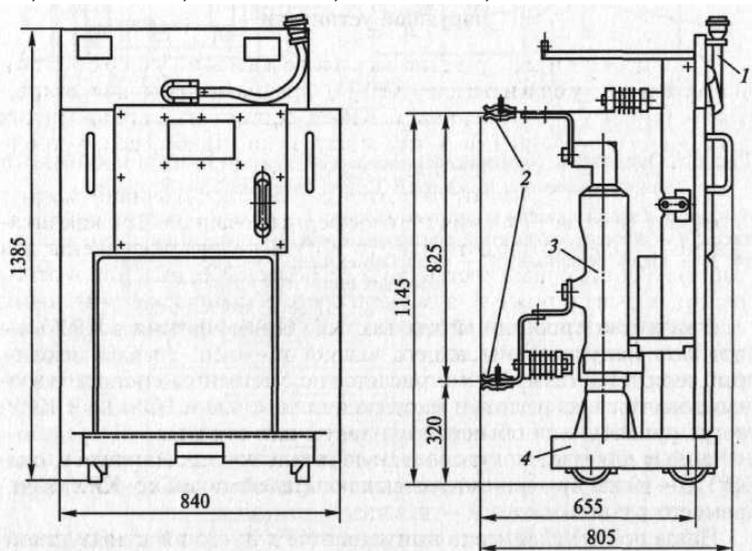


Рис. 6.6. Выкатной элемент с элегазовым выключателем VF 07 для шкафа КРУ серии К-XXVI:

1 — гибкая связь и штепсельный разъем цепей вторичной коммутации; 2 — разъёмные контакты главных цепей; 3 — выключатель; 4 — тележка

На большие токи этим же предприятием «Мосэлектроцит» производятся КРУ К-105 на токи 2000 — 3150 А. Особенностью серий К-104 и К-105 является размещение сборных шин в нижнем отсеке шкафа и необходимость двустороннего обслуживания, поэтому шкафы устанавливаются на расстоянии не менее 800 мм от стены. Шкафы КРУ К-XXVI с односторонним обслуживанием позволяют уменьшить ширину помещения. Они рассчитаны на 6—10 кВ, номинальный ток главных цепей до 1600 А, сборных шин — до 3200 А, ток отключения 31,5 кА. В них применяются выключатели ВМПЭ-10, ВВТЭ-М, ВБЧЭ-20 и элегазовые VF07 и VF12. На рис. 6.6 показана выкатная тележка с элегазовым выключателем.

В зависимости от номинального напряжения и тока, типов применяемых выключателей, трансформаторов тока и напряжения, размещения их в шкафу в электроустановках применяются различные типы КРУ, выбор которых производится по каталогам.

Комплектные распределительные устройства наружной установки

Комплектные распределительные устройства наружной установки (КРУН) предназначены для открытой установки вне помещения. КРУН состоят из металлических шкафов со встроенными в них аппаратами, приборами, устройствами защиты и управления.

Шкафы КРУН имеют уплотнения, обеспечивающие защиту аппаратуры от загрязнения и атмосферных осадков. Так как шкафы не абсолютно герметичны, то КРУН не предназначены для работы в среде с влажностью воздуха более 80%, опасной в отношении взрыва и пожара, а также в среде с химически активными газами и токопроводящей пылью. КРУН рассчитаны для работы при температурах окружающего воздуха от -40 до +35 °С. В некоторых сериях КРУН предусматривается искусственный подогрев воздуха внутри шкафа для предотвращения конденсации влаги при резких колебаниях температуры наружного воздуха.

КРУН могут иметь стационарную установку выключателя в шкафу или выкатную тележку с выключателем подобно КРУ внутренней установки.

Шкафы КРУН широко применяются для комплектных трансформаторных подстанций и в открытых РУ электростанций и подстанций. Они разработаны для схемы с одной системой шин.

Шкафы КРЗ-10 (рис. 6.7) для наружной установки 6—10 кВ предназначены для сетей сельского хозяйства, промышленности и электрификации железнодорожного транспорта. Шкафы КРЗ-10 рассчитаны на температуру окружающей среды от +50 до -45 °С. Окружающая среда взрывобезопасна, не содержит газов, испарений и химических отложений, токопроводящей пыли в концентрациях, ухудшающих параметры КРЗ в недопустимых пределах. При низких температурах (25 °С) включается обогрев отсека выключателя, а при -5 °С — обогрев счетчиков и релейной аппаратуры. В шкафах КРЗ устанавливаются вакуумные или маломасляные выключатели на номинальные токи 630, 1000 А, ток отключения 20 кА, электродинамическая стойкость 51 кА. На крыше ячейки предусмотрены клапаны, открывающиеся при возникновении дугового разряда и повышении

давления внутри шкафа. Обслуживание КРЗ двустороннее. Шкафы поставляются полностью смонтированными блоками по четыре шкафа на общей раме, которые устанавливаются на специальной площадке высотой 30—40 см с твердым покрытием, что позволяет выкатывать тележку из шкафа на время ремонта. Лучшие условия для работы обеспечивают шкафы КРЗД-10, устанавливаемые в два ряда, между которыми образуется коридор обслуживания шириной 2560 мм. Элементы коридора поставляются отдельно.

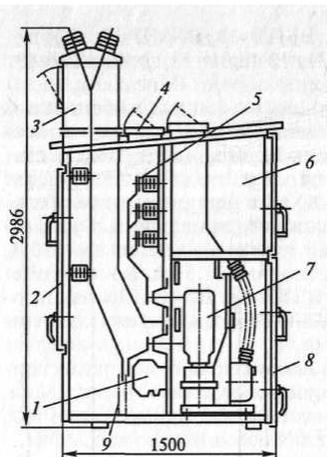


Рис. 6.7. Шкаф воздушного ввода КРУН типа КРЗ-10:

1 — трансформатор тока; 2 — задние двери; 3 — воздушный ввод; 4 — клапан дуговой защиты; 5 — сборные шины; 6 — отсек релейной аппаратуры; 7 — выключатель вакуумный; 8 — двери фасадные; 9 — заземлитель

Закрытый коридор обслуживания в КРУН серии К-59 образуется передней стенкой коридора со стороны фасада, крышей и торцевыми стенками с дверями, открывающимися наружу. Все эти части поставляются отдельными элементами и собираются на месте. Тележка с выключателем 3 (рис. 6.8) выкатывается в коридор. Сборные шины 10 расположены в нижней части шкафа, так же как в сериях К-104, К-105. Разгрузочный клапан 19 и заземляющий разъединитель 16 обеспечивают более надежную работу автоматики ограничения времени горения открытой дуги КЗ. Шкаф К-59 металлическими перегородками разделен на отсеки: тележки 7, сборных шин 10, ввода 17, шкафа релейного 22.

КРУН может иметь различную конструкцию в зависимости от применяемого оборудования, схем главных и вспомогательных соединений, поэтому при их выборе надо ориентироваться на сетку схем и каталожные данные [6.4, 6.3].

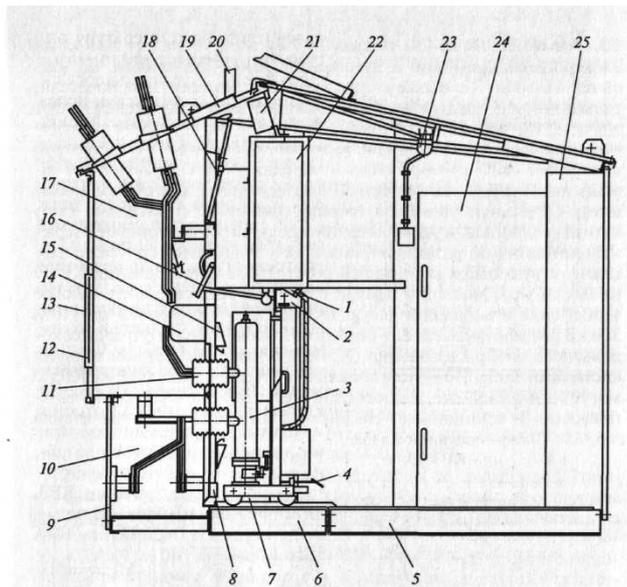


Рис. 6.8. Шкаф воздушного ввода КРУН типа К-59:

1 — разъем штепсельный; 2 — привод заземляющего разъединителя; 3 — тележка с высоковольтным выключателем; 4 — педаль фиксатора положения тележки; 5, 6 — рамы основания блока; 7 — отсек тележки; 8 — электронагреватель; 9 — стенка съемная; 10 — отсек сборных шин; 11 — изолятор проходной с неподвижными разъединяющими контактами; 12 — перегородка предохранительная; 13 — дверь отсека ввода; 14 — трансформатор тока; 15 — шторки защитные; 16 — заземляющий разъединитель; 17 — отсек ввода; 18 — клапан дифференциальный; 19 — клапан разгрузочный; 20 — кронштейн ввода; 21 — перегородка; 22 — шкаф релейный; 23 — узел освещения; 24 — дверь; 25 — блок релейных шкафов

Лекция 5. Комплексные распределительные устройства с элегазовой изоляцией

Применение элегаза SF_6 в качестве изоляции позволяет создать КРУ на высокие напряжения (в мировой практике до 800 кВ). Как было отмечено выше (см. подразд. 4.7.8), элегаз обладает высокими электроизоляционными и дугогасительными свойствами, не токсичен, не горит, не образует взрывоопасных смесей. Выключатели, разъединители, трансформаторы тока с элегазовой изоляцией имеют значительно меньшие габариты, чем такие же аппараты с масляной и фарфоровой изоляцией. Каждый элемент в КРУ с элегазовой изоляцией (КРУЭ) заключают в герметичный металлический заземленный кожух, заполненный элегазом под избыточным давлением. Отдельные элементы (блоки) соединяют с помощью газоплотных фланцев, а электрические соединения выполняют стержневыми шинами, размещенными в металлических корпусах с элегазом, и втычными контактами розеточного типа. Деление КРУЭ на блоки позволяет при замене одного из них сохранить газовое заполнение в остальной части. Ячейки КРУЭ серии ЯЭ на 110 и 220 кВ разработаны научно-исследовательским институтом высоковольтного аппаратостроения (НИИВА) для схем с одной и двумя системами шин. По функциональному назначению ячейки КРУЭ могут быть линейные, шиносоединительные, трансформаторов напряжения и секционные. На рис. 6.9 показана линейная ячейка

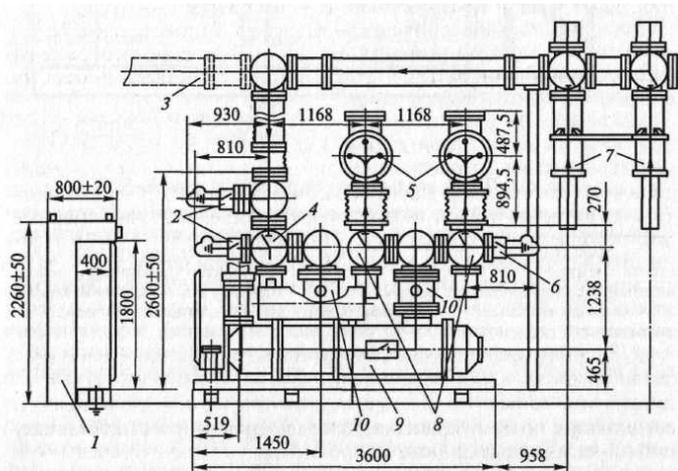


Рис. 6.9. КРУЭ 110 кВ с элегазовой изоляцией. Ячейка линейная ЯЭ-110Л-23У4:

1 — шкаф управления; 2, 6 — заземлители; 3 — вариант присоединения токопровода; 4 — линейный разъединитель; 5 — сборные шины; 7 — кабельные вводы; 8 — шинные разъединители; 9 — выключатель; 10 — трансформатор тока

ЯЭ-110Л-23У4 — ячейка элегазовая, на ПО кВ, линейная 2 — для схемы с двумя системами шин; 3 — разноименные фазы в ряду; У — климатическое исполнение; 4 — категория размещения (в закрытом отапливаемом помещении). Три фазы сборных шин 5 находятся в одном общем металлическом кожухе, что позволяет уменьшить габариты. Электрическая прочность элегаза позволяет это сделать. Ответвления от сборных шин входят в блок шинных разъединителей 8, которые соединены стержневым проводником. Последний может быть заземлен с помощью заземлителя 6. Далее следует блок трансформатора тока 10 и выключатель 9. Начиная с шинных разъединителей, фазы ячейки разделены. При выходе из выключателя установлен еще один блок трансформаторов тока 10. Через переходные блоки токоведущие части подходят к линейному разъединителю 4 с двумя заземлителями 2. Ячейка присоединяется к кабельному вводу 7. Для каждого полюса предусмотрен шкаф управления 1, в котором находятся ключи управления разъединителями, электроконтактные манометры, ряды контактных зажимов всех вторичных цепей полюса, контакторы, аппаратура дистанционного привода, блокировок и др. Избыточное давление элегаза в выключателе составляет 0,6 МПа, в отсеке трансформатора напряжения — 0,4 МПа, в других элементах — 0,25 МПа.

Если вывод к кабелям надо сделать влево, то токопровод 3 присоединяется с другой стороны. На рис. 6.9 условно изображены фазы сборных шин, разъединители, заземлители, выключатель на соответствующих блоках ячейки.

В КРУЭ на 220 кВ в отличие от КРУЭ на 110 кВ принято однофазное исполнение сборных шин. Каждая фаза расположена внутри заземленных металлических корпусов и крепится литыми эпоксидными изоляторами. Таким образом, ячейки КРУЭ выполняются с отдельными фазами, все оборудование, включая сборные шины, разнесено по фазам (рис. 6.10). Блок сборных шин 7 в ячейках ЯЭГ-220 расположен в нижней части, а выключатель 3 — вертикально. Кабельные выводы присоединяются к блоку 8. Расположение всех остальных блоков можно проследить по схеме

электрических соединений ячейки.

Комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией имеют следующие достоинства: уменьшение требуемой площади в 10—15 раз, увеличение межремонтных периодов, полную автоматизацию обслуживания, полную пожаро- и взрывобезопасность, биологическую безопасность для окружающей среды (отсутствие электрических и магнитных полей, низкий уровень шума, отсутствие радиопомех).

Недостатками являются относительно высокая стоимость элегаза, ограничение нижних рабочих температур окружающего воздуха (не ниже -5°C), что приводит к необходимости установки КРУЭ в закрытых помещениях или под землей.

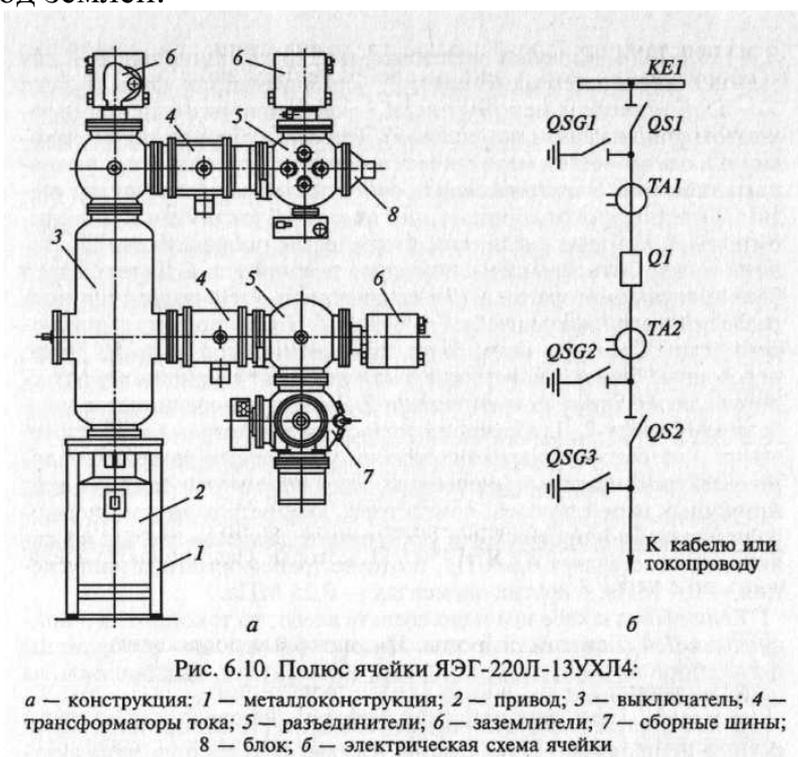


Рис. 6.10. Полюс ячейки ЯЭГ-220Л-13УХЛ4:

a — конструкция: 1 — металлоконструкция; 2 — привод; 3 — выключатель; 4 — трансформаторы тока; 5 — разъединители; 6 — заземлители; 7 — сборные шины; 8 — блок; *б* — электрическая схема ячейки

Причиной ограничения нижних температур является сжижение элегаза при -30°C , а следовательно, изменение в сторону ухудшения его изоляционных и дугогасительных свойств. Для открытой установки КРУЭ в местностях, где температура воздуха опускается ниже -30°C , должен быть решен вопрос о возможности подогрева элегаза и всего выключателя.

Применение КРУЭ позволяет выполнить компактные городские понижающие подстанции 220/110/10 кВ в центре нагрузок, что очень важно в застройках большой плотности и на промышленных предприятиях.

КРУЭ находит применение:

на объектах металлургии и химии, а также на ТЭЦ с сильно загрязненной атмосферой;

в труднодоступных районах, особенно вечной мерзлоты, с полностью автоматизированными подстанциями;

в береговых районах с солевыми туманами;

на гидростанциях в скальном грунте, с ограниченными площадями для подстанции;

на подстанциях 750 кВ и выше, где эксплуатация традиционного оборудования затруднена по соображениям экологии.

Строительство подстанций с КРУЭ дает экономию строительно-монтажных работ, в 7—8 раз сокращает расход металлоконструкций. Применение КРУЭ имеет большие перспективы.

Кроме рассмотренных выше серий КРУЭ, применяются герметизированные элегазовые РУ, выпускаемые фирмой АББ. КРУЭ серии ELK и EXK собираются из отдельных модулей по различным схемам. Достоинством этой серии являются: компактность; низкая чувствительность к внешним воздействиям; повышенная безопасность и надежность; небольшая масса (ячейка EXK с электронно-оптическим трансформатором напряжения имеет массу 2500 кг, а ячейка ЯЭ с трансформатором напряжения ЗНОГ-110 — 3600 кг); большой срок службы и др.

Устройства КРУЭ компании АББ выпускаются на напряжения 72,5 — 170 кВ; 245—525 кВ; 800 кВ. В 1998 г. постоянно находились в эксплуатации около нескольких миллионов элегазовых аппаратов различного типа. ОАО «Электромеханический завод» (г. Санкт-Петербург) выпускает усовершенствованные ячейки ЯГК-ПОЛ-23, ЯЭГ-220Л1, ЯЭГ-220Л0, ЯЭГ-500/11, которые увеличивают надежность работы КРУЭ.

Лекция 6.Комплектные трансформаторные подстанции

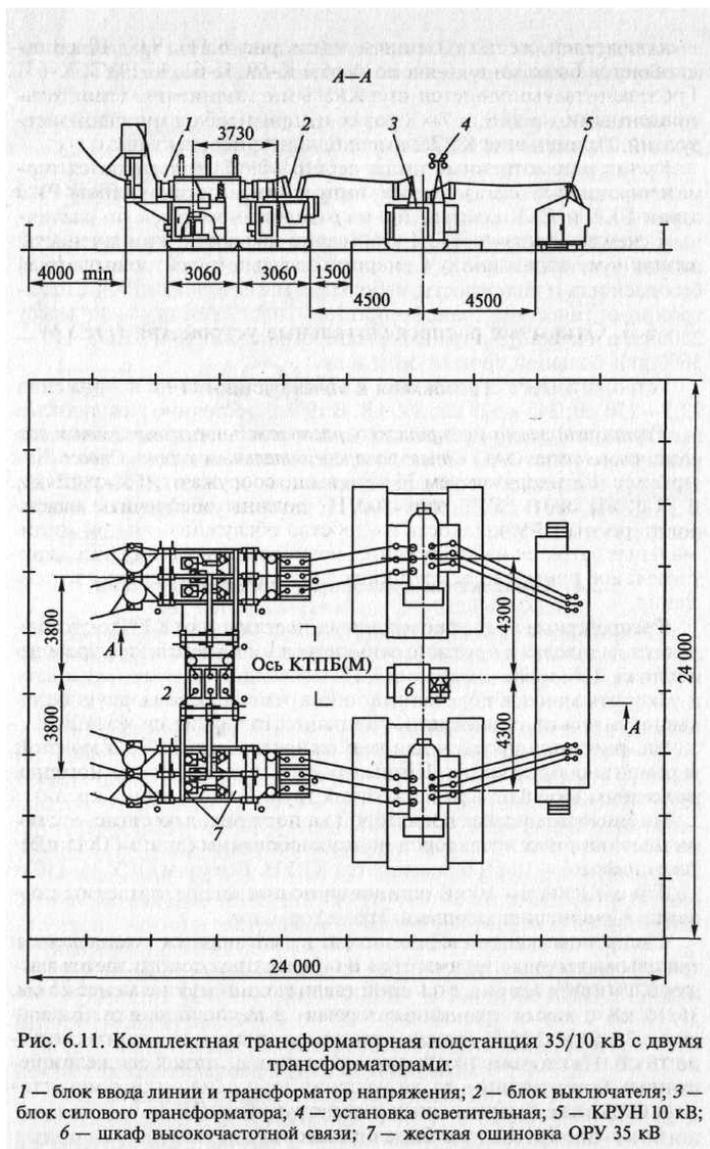
Комплектные трансформаторные подстанции (КТП) изготавливаются на заводах и крупноблочными узлами доставляются на место монтажа. Широкое внедрение КТП позволило индустриализовать и ускорить монтаж подстанций, обеспечить максимальную безопасность при обслуживании, уменьшить габариты подстанций.

На подстанциях энергосистем применяются КТП наружной установки с высшим напряжением 35 и 110 кВ, схемы которых приведены в гл. 5 (см. рис. 5.8, 5.9, 5.22).

На двухтрансформаторных КТП может предусматриваться схема мостика с отделителями или выключателями (для КТП 35 кВ). Со стороны 6—10 кВ применяются КРУН. Все узлы ОРУ 35, 110 и 220 кВ и КРУН 6—10 кВ изготавливаются на заводе, в поставку завода не входит лишь силовой трансформатор.

Самарским заводом «Электрощит» выпускаются комплектные трансформаторные подстанции из блоков заводского изготовления КТПБ(М). На рис. 6.11 представлена комплектная подстанция 35/10 кВ с двумя трансформаторами, выполненная по типовой схеме 35-5АН-2 [5.5] (схема мостика с выключателями) на стороне 35 кВ. На стороне 10 кВ применена схема с одной секционированной системой шин.

КТП Б монтируется из укрупненных блоков: линии, ввода, шинных аппаратов, разъединителей, выключателей, опорных



выключателей, жесткой ошиновки (см. рис. 6.11). КРУ 10 кВ поставляется блоками по 6 ячеек (серий К-59, К-61, К-59УЗ, К-63). Грозозащита выполняется стержневыми молниеотводами, установленными на концевых опорах и, при необходимости, на отдельно стоящих опорах. Заземление контурное, расчет его выполняется при проектировании. На КТПБ(М) могут устанавливаться заземляющие дугогасящие реакторы и линейные регулировочные трансформаторы, если это подтверждено расчетом.

С другими типами КТПБ(М) можно познакомиться по номенклатурному справочнику Самарского завода «Электрощит» [6.3].

Лекция 7. Открытые распределительные устройства (ОРУ)

Требования к конструкциям ОРУ

Распределительное устройство, расположенное на открытом воздухе, называется открытым распределительным устройством. Как правило, РУ напряжением 35 кВ и выше сооружаются открытыми.

Так же как и ЗРУ, открытые РУ должны обеспечить: надежность работы, безопасность и удобство обслуживания при минимальных затратах

на сооружение, возможность расширения, максимальное применение крупноблочных узлов заводского изготовления.

Расстояние между токоведущими частями и от них до различных элементов ОРУ должно выбираться в соответствии с требованиями ПУЭ [1.12].

Все аппараты ОРУ располагаются на невысоких основаниях (металлических или железобетонных). По территории ОРУ предусматриваются проезды для возможности механизации монтажа и ремонта оборудования. Шины могут быть гибкими из многопроволочных проводов или из жестких труб. Гибкие шины крепятся с помощью подвесных изоляторов на порталах, а жесткие — с помощью опорных изоляторов на железобетонных или металлических стойках.

Применение жесткой ошиновки позволяет отказаться от порталов и уменьшить площадь ОРУ.

Под силовыми трансформаторами, масляными реакторами и баковыми выключателями 110 кВ и выше предусматривается маслоприемник, укладывается слой гравия толщиной не менее 25 см, и масло стекает в аварийных случаях в маслосборники. Кабели оперативных цепей, цепей управления, релейной защиты, автоматики и воздухопроводы прокладываются в лотках из железобетонных конструкций без заглабления их в почву или в металлических лотках, подвешенных к конструкциям ОРУ.

Открытое РУ должно быть ограждено.

ОРУ имеют следующие преимущества перед закрытыми:

- меньше объем строительных работ, так как необходимы лишь подготовка площадки, устройство дорог, сооружение фундаментов и установка опор, в связи с этим уменьшаются время сооружения и стоимость ОРУ;

- легче выполняются расширение и реконструкция;

- все аппараты доступны для наблюдения.

В то же время открытые РУ менее удобны в обслуживании при низких температурах и в ненастье, занимают значительно большую площадь, чем ЗРУ, а аппараты на ОРУ подвержены запылению, загрязнению и колебаниям температуры.

Конструкции ОРУ разнообразны и зависят от схемы электрических соединений, от типов выключателей, разъединителей и их взаимного расположения. Ниже рассмотрены примеры выполнения ОРУ разных напряжений.

Конструкции ОРУ с разъединителями поворотного типа

Открытое ОРУ 35 кВ по схеме с одной секционированной системой шин сооружается из блоков заводского изготовления (рис. 6.12). В таком ОРУ все оборудование смонтировано на заводе и готовыми блоками поставляется для монтажа. Сборные шины, к которым присоединяются блоки, могут быть гибкими или жесткими. Разъединители в блоках расположены на небольшой высоте, что облегчает их ремонт. Для безопасности обслуживания блоки имеют сетчатое ограждение.

Блок выключателя — это металлическая конструкция, на которой смонтированы выключатель, шинный и линейный разъединители. Привод выключателя установлен в шкафу, закрепленном на той же металлической конструкции. Выключатель и разъединители заблокированы между собой для предотвращения неправильных операций. Аппараты релейной защиты, автоматики, измерения и сигнализации размещаются в релейном шкафу рядом со шкафом привода. Такие блоки применяются для ввода линии, секционирования и ввода от трансформатора.

Блок шинных аппаратов также представляет собой металлическую конструкцию, на которой смонтированы разъединители с двумя заземляющими ножами и трансформатор напряжения ЗНОМ-35. На конструкции крепится релейный шкаф наружной установки. Вся регулировка и наладка оборудования в пределах блока осуществлены на заводе, что значительно облегчает монтаж и включение подстанции в работу. Блоки рассмотренной конструкции применяются в КТПБ 110/35/6(10) кВ (см. рис. 6.11).

Для широко распространенной схемы с двумя рабочими и обходной системами шин применяется типовая компоновка ОРУ, разработанная институтом «Энергосетьпроект» (рис. 6.13).

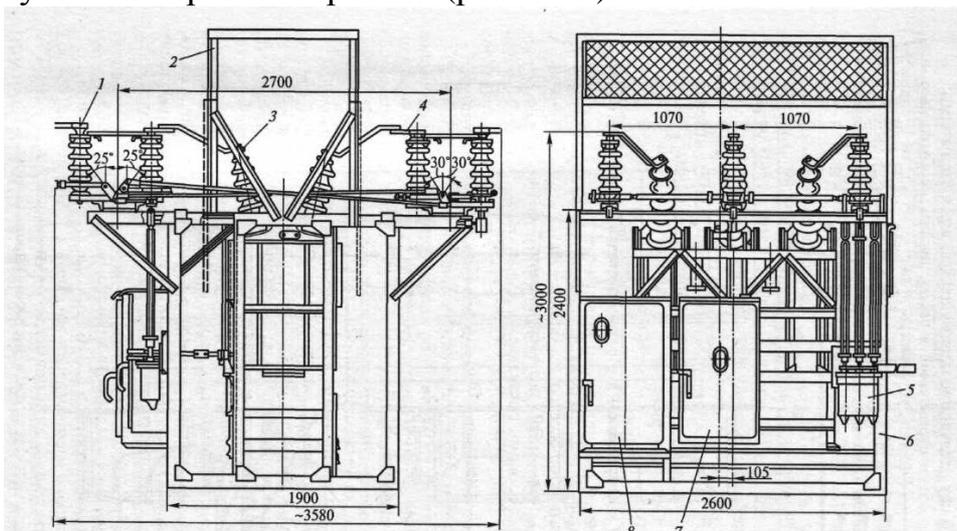


Рис. 6.12. Крупноблочное ОРУ 35 кВ. Блок выключателя:

1 — разъединитель линейный; 2 — ремонтное ограждение; 3 — выключатель; 4 — разъединитель шинный; 5 — привод разъединителей; 6 — металлоконструкция; 7 — шкаф привода выключателя; 8 — релейный шкаф

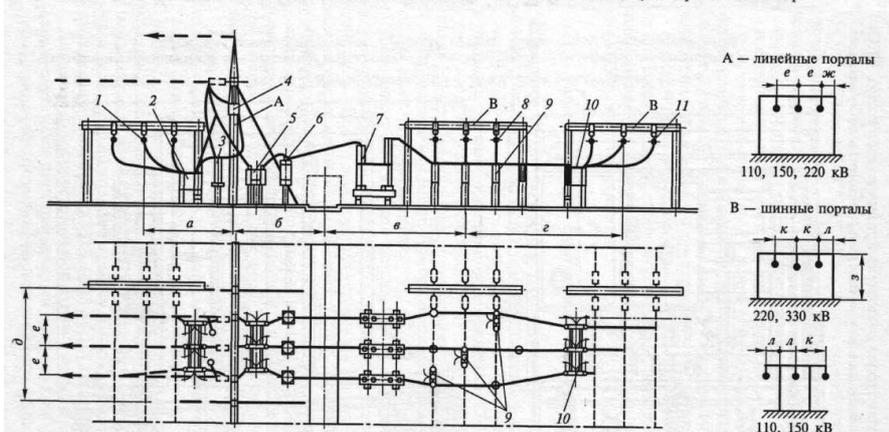


Рис. 6.13. Типовая компоновка ОРУ 110—220 кВ для схемы с двумя рабочими и обходной системами шин:

1 — обходная СШ; 2 — разъединитель ОСШ; 3 — конденсатор связи; 4 — заградитель; 5 — линейный разъединитель; 6 — трансформатор тока; 7 — воздушный выключатель; 8 — вторая СШ; 9 — шинные разъединители килевого расположения; 10 — шинные разъединители; 11 — первая СШ

Размеры основных элементов компоновки в зависимости от напряжения указаны в табл. 6.

Таблица 6 Размеры типового ОРУ по схеме с двумя рабочими и обходной системами шин

Размеры по рис. 6.13	Размеры, м, при напряжении, кВ			Размеры по рис. 6.13	Размеры, м, напряжении		при кВ 220
	110	150	220		110	150	
а	8	11,5	11,75	е	2,5	3	4
б	9	9,5	12	ж	2	2,55	3,7
в	12,5	15	18,25	з	7,5	8,0	11,0
г	10,5	16	20,5	к	3	4,35	4
д	9	11,1	15,4	л	1,5	2,13	3,25

Из рис. 6.13 видно, что каждый полюс шинных разъединителей 9 второй системы шин расположен под проводами соответствующей фазы сборных шин. Такое расположение (килевое) позволяет выполнить соединение шинных разъединителей (развилку) непосредственно под сборными шинами и на этом же уровне присоединить выключатель 7.

Рассмотренные разъединители имеют пополюсное управление.

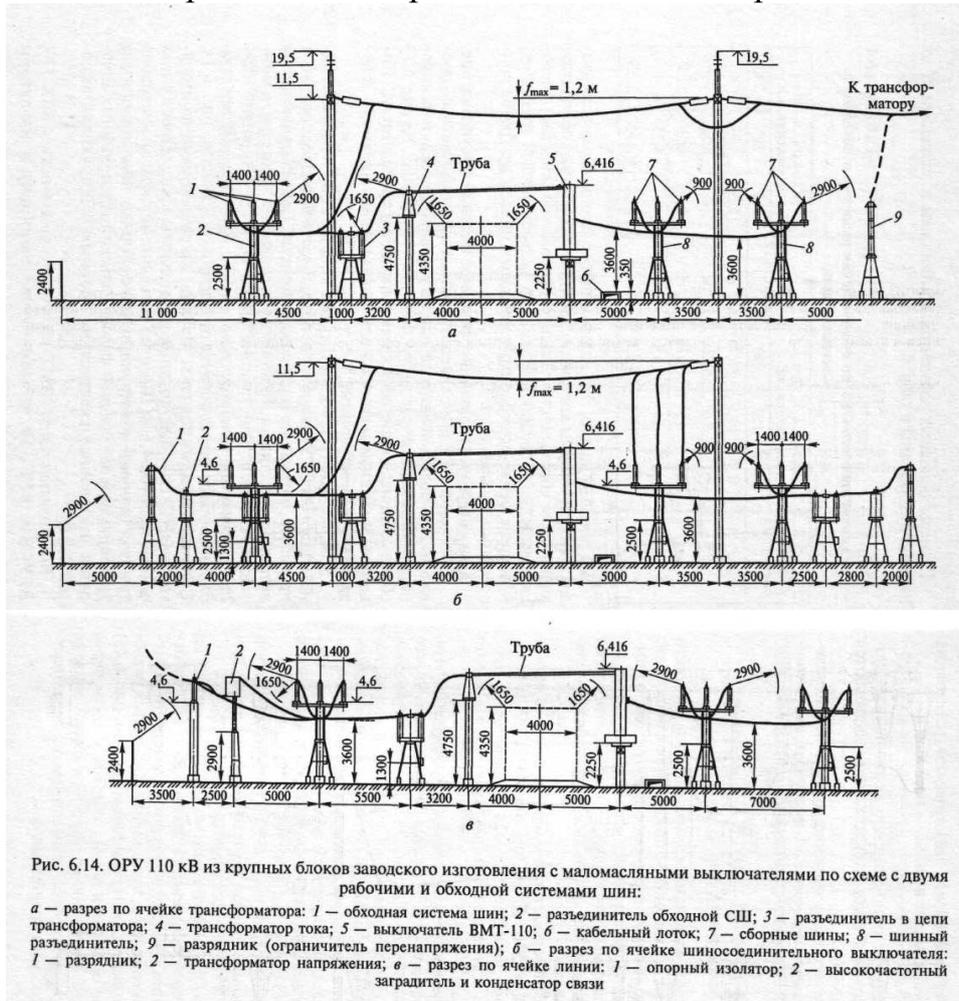
Ошиновка ОРУ выполняется гибким сталеалюминиевым проводом. При большой нагрузке или по условиям проверки на коронирование в каждой фазе могут быть два-три провода. На рис. 6.13 сборные шины и ошиновка ячеек выполнены проводами АС. Линейные и шинные порталы и все опоры под аппаратами — стандартные, железобетонные.

Большое количество порталных конструкций в рассмотренном типовом ОРУ вызывает необходимость производства работ на высоте, затрудняет и удорожает монтаж. Если сборные шины выполнить жесткими, то шинных порталов не требуется, а монтаж облегчается. Конструкция такого ОРУ 10 кВ, разработанная институтом «Энергосетьпроект» с применением крупноблочных узлов заводского изготовления, показана на рис. 6.14. Сборные шины выполнены трубами, закрепленными на изоляторах ОНС-110-1000, которые установлены на железобетонных опорах высотой 4,6 м. Шинные разъединители расположены на типовой опорной конструкции ниже сборных шин, причем все три полюса — под средней фазой. Разъединители шинных аппаратов и линейные крепятся на опорных конструкциях высотой 2,5 м.

Вместо выключателя ВМТ-110 могут устанавливаться ВВК-110, ВГУ-110, ВГТ-110, в этом случае ошиновку и изоляторы рассчитывают на ударный ток 80 кА, междуфазное расстояние увеличивается до 2 м, общая длина ячейки — на 5 м.

Кабели и воздухопроводы проложены в лотках из железобетонных плит, которые служат одновременно пешеходными дорожками. В местах

пересечений с дорогой лотки прокладываются под проезжей частью дороги.



Площадь распределительного устройства такого типа меньше площади типового, сокращается расход сборного железобетона и металлоконструкций, снижается стоимость строительно-монтажных работ.

Лекция 8. Конструкции ОРУ 330 — 500 кВ с подвесными разъединителями

Для схемы с полтора выключателями на цепь широко применяется компоновка с трехрядной установкой выключателей. В таком ОРУ необходимо сооружение дорог вдоль трех рядов выключателей, что значительно увеличивает длину ячеек (157,4 м). Расстояние между фазами выключателей 330 кВ принимается 7,5 — 8 м для того, чтобы автокран мог подъехать к любой фазе во время монтажа или ремонта.

При ремонтно-монтажных работах высшая точка крана может находиться на высоте 16 м. Учитывая, что минимальное расстояние от крана до проводов, находящихся под напряжением, принимается равным 4 м, а стрела провеса проводов — 3 м, высота опор ОРУ принята 23 м.

ОРУ 500 кВ по такой же компоновке имеет длину ячейки 249,4 м, а шаг ячейки 28 м. Общие размеры ОРУ настолько возрастают, что его трудно разместить на площадке электростанции. С целью уменьшения размеров ОРУ 500 кВ возможно применение других компоновок, например с шахматным расположением выключателей в два ряда. Возможен отказ от сооружения трех дорог вдоль трех рядов выключателей, если высоту ступень

под оборудованием принять по 4 м, что обеспечивает возможность проезда ремонтно-монтажных механизмов и подготовку их к работе без снятия напряжения на соседних цепях.

Существенно сокращаются ширина ОРУ, количество ветвей изоляции, длина ошиновки, расход железобетона на сваи при использовании в ОРУ 500 кВ подвесных разъединителей.

На рис. 6.15 показано ОРУ 500 кВ по схеме 4/3 выключателя на присоединение, разработанное Уральским отделением «Теплоэлектропроекта». Конструкция ОРУ 500 кВ предусматривает двухрядное расположение выключателей и применение подвесных разъединителей. Присоединение каждого трансформатора (см. рис. 6.15) выполняется с помощью ошиновки верхнего яруса, а затем через подвесной разъединитель 4 и выключатель 5 — к одной системе шин. Ошиновка от выключателя к сборным шинам поддерживается растяжками с подвесными гирляндами 6.

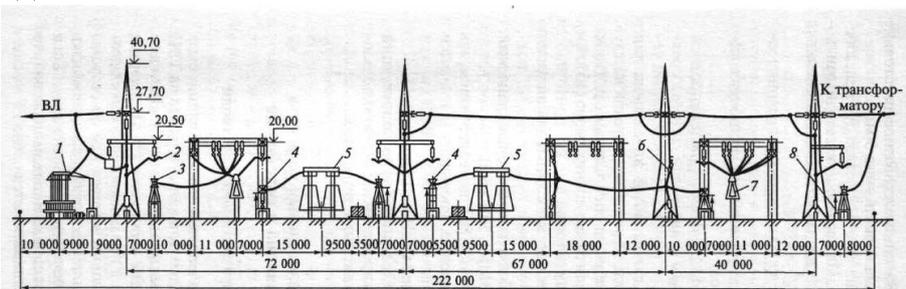


Рис. 6.15. ОРУ 500 кВ по схеме 4/3 выключателя на присоединение. Разрез по ячейке линии и трансформатора:
 1 — устройство НДЕ, ограничитель перенапряжения и конденсатор связи; 2 — подвижный контакт подвесного разъединителя РПД; 3 — контактное кольцо подвесного разъединителя на опорном изоляторе; 4 — трансформатор тока с контактным кольцом разъединителя; 5 — выключатель; 6 — растяжка с подвесными гирляндами; 7 — опорный изолятор; 8 — телескопический заземлитель разъединителя

Подвижная часть подвесных разъединителей 2 подвешивается на гирляндах изоляторов к консолям и траверсам опор и порталов. Неподвижная часть монтируется на трансформаторах тока, напряжения или опорных изоляторах. Опускание и подъем подвижной части разъединителя производится гибким тросом, связанным через блоки с приводом разъединителя.

Для заземления отключенных цепей применены телескопические заземлители 8.

Рассматриваемая компоновка предусматривает установку в линиях 500 кВ шунтирующих реакторов.

Разработана конструкция ОРУ с продольным расположением выключателей (параллельно сборным шинам) для схем четырехугольника, трансформатор — шины с присоединением линий через два и полтора выключателя и схемы 3/2. В этом случае над выключателем отсутствует ошиновка, вдоль выключателей между полюсами проходит дорога и не требуется специальных заездов к аппаратам. Автокраны и другие ремонтные механизмы устанавливаются у выключателей прямо по ходу движения.

Для ОРУ 750 кВ по схеме 3/2 наиболее прогрессивной является компоновка с однорядным расположением выключателей, подвесными разъединителями и ограничителями перенапряжений ОПНИ-750 вместо

разрядников РВМК-750М [6.5].

Применение ограничителей ОПН и ОПНИ позволяет уменьшить междофазные расстояния, а следовательно, уменьшить шаг ячейки ОРУ. На Саяно-Шушенской ГЭС шаг ячейки ОРУ 500 кВ снижен благодаря применению ограничителей ОПН с 31 до 24 м [6.1].

Поскольку отразить в учебнике все многообразие конструкций ОРУ невозможно, в учебном проектировании необходимо пользоваться справочной литературой и типовыми проектами.

Размещение распределительных устройств на территории электростанций и подстанций

Размещение РУ на территории электростанции

Общая компоновка сооружений на тепловых электростанциях была рассмотрена в подразд. 1.2. Здесь следует лишь отметить, что на ТЭЦ ГРУ 6 (10) кВ обычно находится перед фасадом главного корпуса со стороны турбинного отделения, за ним — открытое РУ. На блочных тепловых электростанциях открытые РУ размещаются за водоподводящим каналом перед фасадом главного корпуса или со стороны котельного отделения. В последнем случае необходима перекидка линий от повышающих трансформаторов через главный корпус. Если на электростанции используются два повышенных напряжения, то автотрансформатор связи обычно устанавливается около РУ высшего напряжения. План размещения ОРУ для ГРЭС 4800 МВт дан на рис. 6.16. К ЗРУ 35 кВ кабелем присоединен резервный трансформатор с. н. На территориях ОРУ 220 и 500 кВ предусматривают помещения для панелей релейной защиты и аккумуляторных батарей. Шунтовые реакторы 500 кВ, если они предусмотрены, устанавливают вдоль железнодорожной колеи.

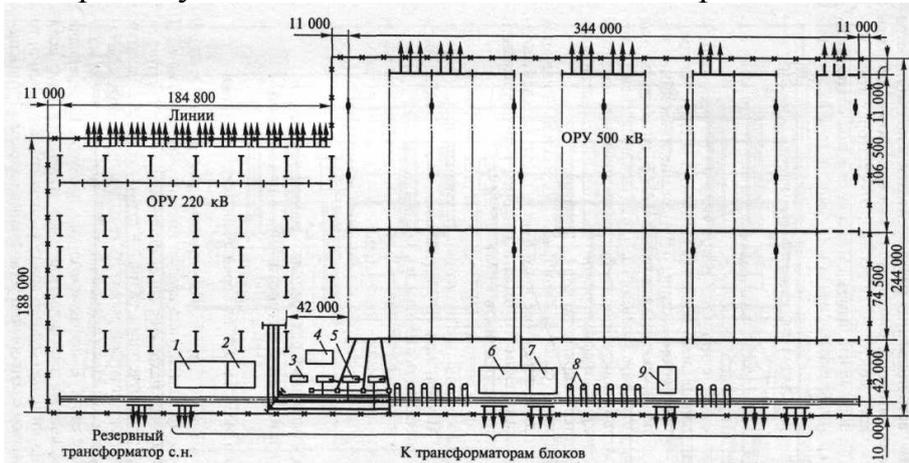


Рис. 6.16. План размещения ОРУ 220 и 500 кВ на ГРЭС мощностью 4800 МВт:

1 — помещение для панелей реле ОРУ 220 кВ; 2 — помещение аккумуляторной батареи, мастерских и компрессорной; 3 — резервная фаза автотрансформатора; 4 — ЗРУ 35 кВ; 5 — автотрансформатор; 6 — помещения для панелей реле ОРУ 500 кВ; 7 — помещение аккумуляторной батареи и мастерских; 8 — реакторы; 9 — компрессорная

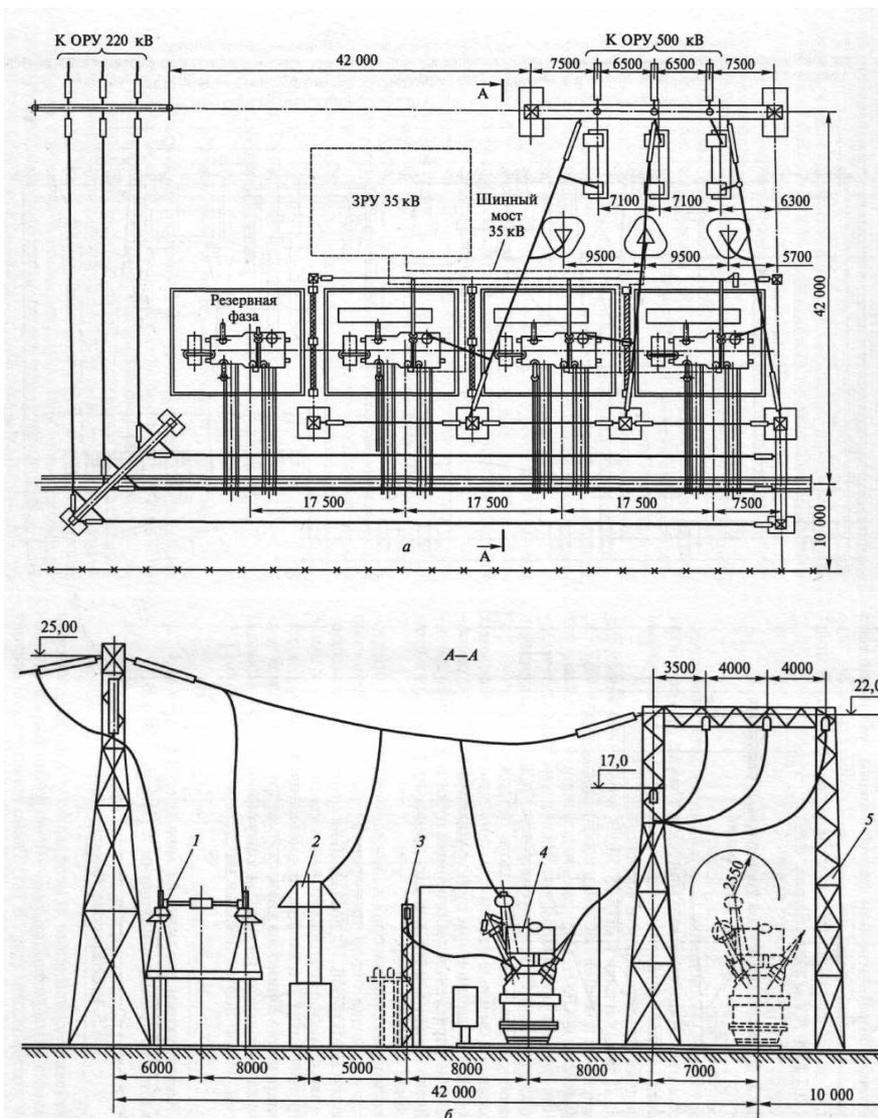


Рис. 6.17. Установка группы автотрансформаторов связи 500/220 кВ мощностью 3×267 МВ·А:
 1 — разъединитель; 2 — разрядник (ОПН); 3 — шинный мост 35 кВ; 4 — автотрансформатор; 5 — совмещенный портал

Установка однофазных автотрансформаторов 500/220 кВ мощностью 3×267 МВ·А показана на рис. 6.17.

Размещение РУ на территориях районных и узловых подстанций

Все сооружения на площадке подстанции должны размещаться так, чтобы при строительстве и монтаже, а также при ремонтах оборудования можно было использовать различные передвижные и стационарные грузоподъемные устройства.

На рис. 6.11 показан план КТПБ 35/10 кВ, из которого видно, что подъезд транспорта возможен к блокам ввода, блокам выключателей, к трансформаторам и КРУН. Площадка подстанции подготовлена для перемещения грузов и монтажа блоков. На подстанциях более высокого напряжения во всех ОРУ предусматриваются дороги вдоль рядов выключателей (см. рис. 6.13—6.15) и вдоль трансформаторов.

Контрольные и силовые кабели с. н. прокладывают в наземных лотках. В общеподстанционном пункте управления (ОПУ) расположены панели управления собственных нужд и релейной защиты, устройство связи, мастерская для приезжих ремонтных бригад, служебная комната и др.

Для ревизии трансформаторов напряжением до 220 кВ предусматривается площадка около трансформаторов с возможностью использования автокранов. На подстанциях с мощными трансформаторами (автотрансформаторами) напряжением 220 кВ и выше ревизия производится с помощью совмещенного портала, к которому прикреплена ошиновка трансформатора, а усиленная траверса портала рассчитана на подъем кожуха или магнитопровода с обмотками. Такой портал показан на разрезе А—А, рис. 6.17.

Конструкции соединений между генераторами, силовыми трансформаторами и ЗРУ 6—10 кВ

Открытые токопроводы

Электрическое соединение генераторов и трансформаторов с распределительным устройством 6—10 кВ может быть выполнено гибким токопроводом (рис. 6.18). Такие токопроводы состоят из пучков алюминиевых проводов, равномерно распределенных по окружности, для чего их закрепляют в кольцах-обоймах. Кольца с токоведущими проводами крепятся к сталеалюминиевым проводам, воспринимающим механическую нагрузку. Число проводов определяется расчетом с учетом экономической плотности тока. Несущие провода подвешены на натяжных гирляндах к стене главного корпуса и к опорам. Расстояние между кольцами-обоймами принимается 1 м. Переход от гибких проводов к линейным выводам в стене главного корпуса и ГРУ выполняется с помощью специальной концевой разделки. Расстояние между фазами гибкого токопровода составляет 3 м. Гибкие токопроводы надежны в работе, просты в изготовлении и имеют небольшую стоимость. Это привело к широкому применению их на ТЭЦ.

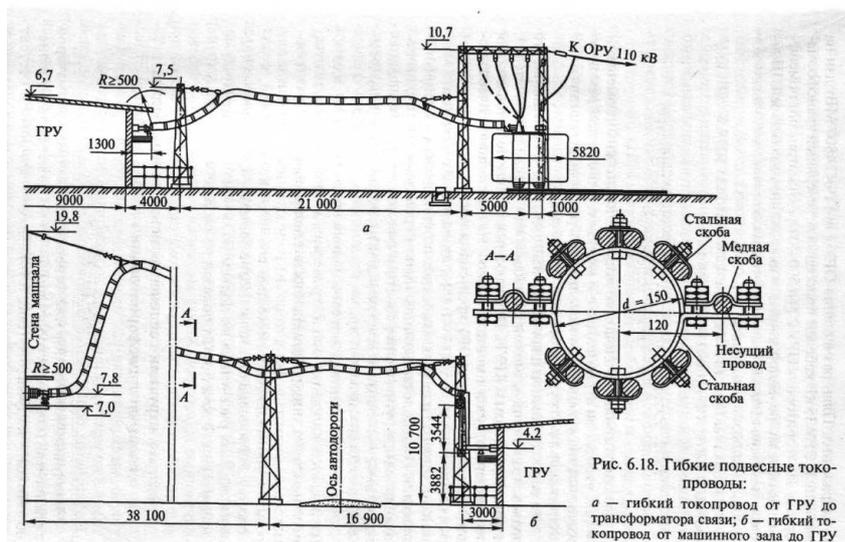


Рис. 6.18. Гибкие подвесные токопроводы:
 а — гибкий токопровод от ГРУ до трансформатора связи; б — гибкий токопровод от машинного зала до ГРУ

На подстанциях соединение силового трансформатора с РУ 6—10 кВ может выполняться шинным мостом. Жесткие шины крепятся на штыревых изоляторах, установленных на металлических или железобетонных конструкциях. Расстояния между фазами и изоляторами принимаются по расчету, обычно для установок 6—10 кВ расстояния между фазами составляет 0,6 — 0,8 м, между изоляторами 1 — 1,5 м. На выводе из РУ и около трансформатора предусмотрены шинные компенсаторы. Достоинство

такого соединения — простота, а при небольшой длине — надежность и экономичность. С увеличением длины шинного моста увеличивается количество изоляторов, возрастает стоимость и снижается надежность, так как более вероятно перекрытие по изоляторам, особенно при их загрязнении. Это привело к тому, что на тепловых электростанциях открытые шинные мосты обычно не применяют. На гидроэлектростанциях соединение генераторов с повышающим трансформатором может выполняться шинным мостом.

Лекция 9. Комплектные токопроводы

На мощных тепловых электростанциях для соединения генераторов с повышающими трансформаторами широко применяются комплектные пофазно-экранированные токопроводы. Токоведущие шины каждой фазы закреплены в заземленном кожухе (экране) с помощью изоляторов. Кожух выполнен из алюминия во избежание сильного нагрева вихревыми токами, которые возникают при воздействии магнитного потока, созданного током нагрузки. Закрытое исполнение токопроводов каждой фазы обеспечивает высокую надежность, так как практически исключаются междуфазные КЗ на участке от генератора до повышающего трансформатора. Несмотря на более высокую стоимость по сравнению с гибкими связями, комплектные токопроводы рекомендуется применять для соединения генераторов 60 МВт и выше с трансформаторами. Для генераторов до 200 МВт комплектные токопроводы применяют, если блочный трансформатор удален от стены турбинного отделения не более чем на 30 м. При больших расстояниях соединение вне машинного зала выполняется гибким подвесным токопроводом. Комплектный пофазный токопровод применяется также для генераторов 60 и 100 МВт, работающих на сборные шины, в пределах турбинного отделения. Между турбинным отделением и ГРУ соединение выполняется гибким токопроводом.

Пофазно-экранированные токопроводы (рис. 6.19) с непрерывным кожухом имеют выемные изоляторы 2, с помощью которых крепится токоведущая алюминиевая шина 1 цилиндрической формы. Кожух 3 обеспечивает безопасность обслуживания, защищает проводники и изоляторы от пыли, влаги, случайного попадания посторонних предметов, исключает возможность междуфазных замыканий в пределах токопровода. Три фазы токопровода крепят на стальной балке 4.

Первоначально комплектные токопроводы выполняли с секционированием кожуха типа ТЭК. Отдельные секции соединяли с помощью резиновых прокладок, поэтому каждая секция токопровода заземлялась шиной. В таких токопроводах внешнее магнитное поле не компенсируется и окружающие стальные конструкции чрезмерно нагреваются вихревыми токами. Усложняет эксплуатацию большое количество резиновых уплотнений и сложная система заземления.

Более совершенной конструкцией является токопровод с непрерывной замкнутой системой кожухов типа ТЭН. В таком токопроводе секции кожухов каждой фазы соединены сваркой. По концам токопровода кожухи

трех фаз соединены между собой. В такой системе образуются токи, циркулирующие вдоль кожухов и создающие магнитный поток, который почти полностью компенсирует внешний магнитный поток токопровода. В окружающих металлических конструкциях нагрева от вихревых токов не возникает.

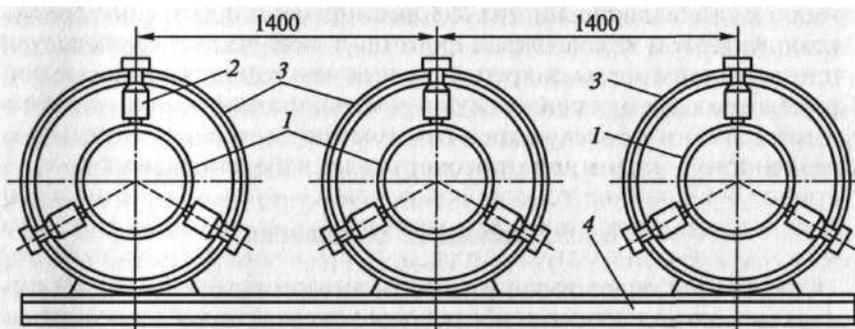


Рис. 6.19. Пофазный экранированный токопровод:
1 — токоведущая шина; 2 — изоляторы выемные; 3 — кожух; 4 — стальная балка

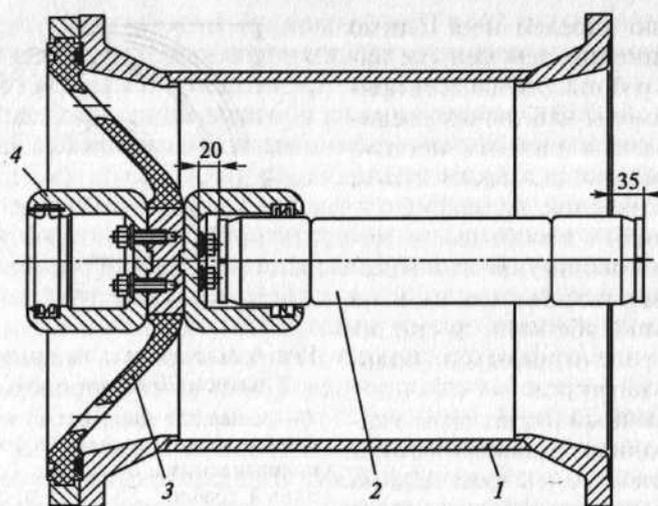


Рис. 6.20. Токопровод элегазовый на 110—500 кВ:
1 — алюминиевая оболочка; 2 — токоведущая шина; 3 — изоляционные элементы;
4 — штепсельный разъем

При КЗ экранирующее действие кожухов приводит к снижению электродинамических сил на проводники в несколько раз. Токопроводы ТЭН выпускаются на напряжение 20—24 кВ, ток до 24 кА, электродинамическую стойкость до 570 кА.

Дальнейшим совершенствованием токопроводов является переход от воздушной изоляции внутри токопровода к элегазовой. О достоинствах элегаза уже говорилось выше (см. подразд. 6.2). В КРУЭ применяются токопроводы элегазовые на 110—500 кВ для соединения элегазового оборудования между собой. Линейный токопровод (рис. 6.20) выполнен из алюминиевых цилиндрических оболочек 1, в которых с помощью изоляционных элементов 3 установлена токоведущая шина 2. Секции имеют фланцевые соединения, при этом токоведущая система одной секции соединяется с токоведущей системой другой секции штепсельным разъемом 4. Такой же разъем применяется для присоединений вводов линий в здание

КРУЭ и последующим соединением его с элегазовым токопроводом, а также для присоединения кабельных вводов.

Кабельные соединения

Соединение генераторов и трансформаторов с РУ 6—10 кВ выполнялось раньше пучком кабелей, проложенных в кабельном канале или траншее. Однако такое соединение оказалось малонадежным, так как большое количество концевых кабельных муфт часто являлось причиной аварий. Чем больше мощность генератора, тем большее число кабелей необходимо для соединения, тем меньше надежность работы. Это явилось причиной замены кабельных соединений сначала шинным мостом, потом гибкой связью, а затем комплектным токопроводом.

Возможно применение кабельного соединения для мощных генераторов, но уже не обычными кабелями, а специальным, рассчитанным на большой ток нагрузки.

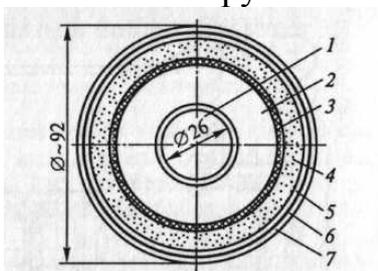


Рис. 6.21. Кабель с водяным охлаждением 20 кВ на ток 15 кА:

1 — канал для циркуляции воды; 2 — медная жила сечением 1200 мм²; 3 — полиэтиленовая оболочка; 4 — коллоидный графит; 5 — полупроводящая прорезиненная ткань; 6 — экран из двух слоев медной ленты; 7 — оболочка из полихлорвинилового пластика

Поперечный разрез такого кабеля с водяным охлаждением напряжением 20 кВ показан на рис. 6.21. Внутри кабеля имеется канал диаметром 26 мм, образованный из твердотянутой медной полосы в виде спирали, по которому циркулирует охлаждающая вода, имеющая на входе температуру 25 °С, а на выходе 60 °С. Давление воды на входе в кабель не более 0,5 МПа. Присоединение кабеля к генератору и трансформатору осуществляется с помощью специальных концевых муфт. Кабель может быть проложен в стальных лотках на опорах или в траншее (ниже уровня промерзания грунта). В первом случае — при прокладке в лотках — после отключения генератора зимой в кабеле должна обеспечиваться циркуляция подогретой воды. Во втором случае — при прокладке в траншее — кабель у трансформатора в месте его выхода из траншеи должен быть заключен в будку с электрообогревом.

Присоединение к выводам генератора осуществляется коротким участком коробчатых шин, к которым присоединяются трансформаторы напряжения и заземляющие разъединители. Трансформаторы тока ТШЛ-20 устанавливаются на отметке 6,0, и через них пропускаются кабели, закрепленные на металлоконструкциях (рис. 6.22).

Капитальные затраты при прокладке кабеля оказываются меньше, чем

в случае применения пофазноэкранированного токопровода, но потери энергии в токоведущей жиле, медном экране кабеля и окружающих металлоконструкциях значительны (в несколько раз больше, чем в пофазном токопроводе). Применение кабеля с водяным охлаждением целесообразно для пиковых или полупиковых электростанций, имеющих число часов использования $T_{max} = 2000—3000$ ч.

При установке в цепи генератора выключателя применение кабельного варианта нецелесообразно вследствие увеличения затрат из-за применения большого количества дорогостоящих концевых муфт.

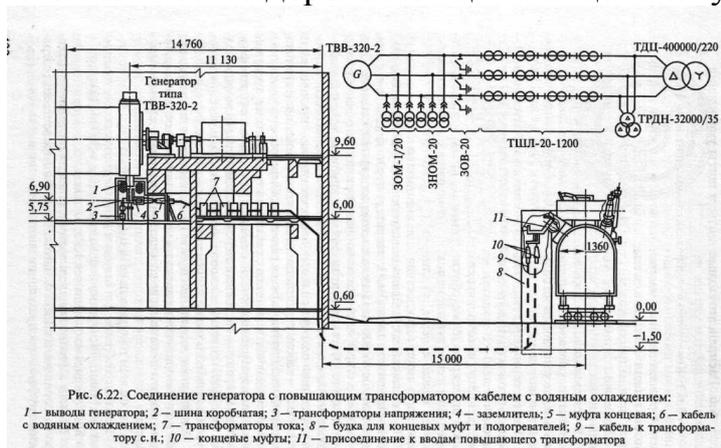


Рис. 6.22. Соединение генератора с повышающим трансформатором кабелем с водяным охлаждением:
1 — выводы генератора; 2 — шина коробчатая; 3 — трансформаторы напряжения; 4 — заземлитель; 5 — муфта концевая; 6 — кабель с водяным охлаждением; 7 — трансформаторы тока; 8 — будка для концевых муфт и подогревателей; 9 — кабель к трансформатору с.и.; 10 — концевые муфты; 11 — присоединение к вводам повышающего трансформатора

Распределительные щиты и щиты управления

Конструкция распределительных щитов до 1 кВ

В установках до 1 кВ коммутационная и защитная аппаратура присоединений (автоматические выключатели, трансформаторы тока, рубильники, предохранители) устанавливается на металлических панелях, совокупность которых называется распределительным щитом.

В зависимости от принятой аппаратуры конструкция щита может быть различной, но все они изготавливаются на заводах и в готовом виде устанавливаются на станциях и подстанциях. Распределительные щиты могут обслуживаться с двух сторон, в этом случае на передней стенке устанавливаются измерительные приборы и рукоятки управления рубильниками или автоматическими выключателями, а с задней — сборные шины, контактная часть рубильников, автоматических выключателей, трансформаторы тока, предохранители и другие аппараты, предусмотренные схемой. Щиты прислонного типа обслуживаются с одной стороны, в этом случае с передней стороны предусматриваются съемные крышки и дверцы для доступа к оборудованию.

В системе собственных нужд электростанций и подстанций применяются панели типа ШСН, рассчитанные на ток до 1600 А при напряжении до 500 В. Панель состоит из каркаса-карниза, внутрипанельных профилей и опорных поясов, изготовленных из стальных листов. Ширина панели 800 мм, глубина 800 мм, высота 2200 мм. На фасаде панели размещаются измерительные приборы, реле, приводы рубильников и автоматических выключателей, рукоятки аппаратов дистанционного управления, светосигнальная арматура. Внутри каркаса размещается силовое оборудование: автоматические выключатели, рубильники, магнитные

пускатели и т. п. Аппаратура вторичной коммутации — реле тока, времени, сигнальные и др. — устанавливается внутри панели в съемных блоках со стороны фасада. Силовое оборудование панелей и аппаратура блоков различны и зависят от их назначения.

Тип панели и блока выбирается в зависимости от схемы первичных и вторичных соединений конкретного объекта по каталогам, как это делается для комплектных распределительных устройств.

На рис. 6.23 показана панель ШСН-45.

Панели ШСН имеют открытые токоведущие части, поэтому они не обеспечивают полной безопасности при обслуживании. Более совершенным является КРУ 0,5 кВ.

Шкафы КРУ-0,5 предназначены для ввода питания от трансформаторов до 1000 кВА, автоматического включения резервного питания и распределения электроэнергии в сети 0,4/0,23 кВ.

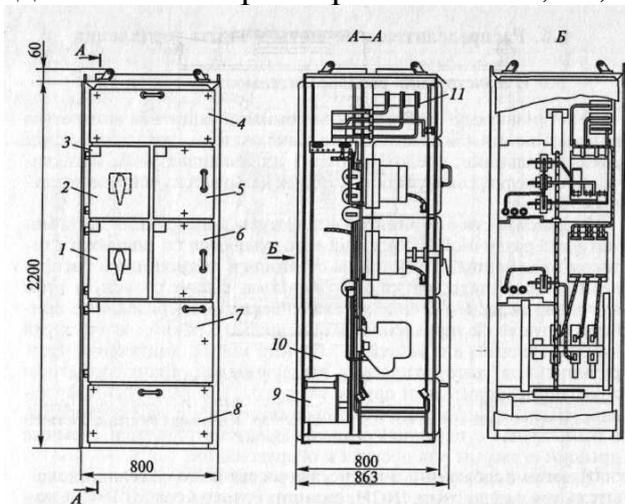


Рис. 6.23. Шкаф отходящих линий типа ШСН-45:

1 — отсек контактора; 2, 5 — отсеки выключателей автоматических; 3 — номера отсеков; 4 — отсек сборных шин; 6, 7 — отсеки релейных блоков; 8 — отсек шинок управления и сигнализации; 9 — кабельные патрубки для шкафов с верхним вводом; 10 — отсек кабельных и шинных ответвлений; 11 — сборные шины

КРУ состоит из вводных, линейных, общесекционных шкафов, шкафов управления и защиты. В КРУ все аппараты и токоведущие части находятся внутри металлического шкафа и недоступны для случайного прикосновения. Для удобства обслуживания отключающие аппараты — автоматические выключатели АВМ, АЗ100 и пускатели ПАЕ — установлены в силовых блоках выкатного типа. Ключи управления, сигнальные лампы, измерительные приборы устанавливаются на дверях соответствующих ячеек. Общие габариты шкафа КРУ 2200 x 750 x 1040 мм. В одном шкафу размещается несколько силовых блоков и блоков защиты и управления.

На рис. 6.24 показана силовая ячейка с автоматическим выключателем АВМ-20. Чтобы выкатить силовой блок, необходимо сначала отключить выключатель. Специальная блокировка не позволяет разорвать цепь под нагрузкой штепсельными разъемами. Выкатывание производится на тележку, которая подкатывается к силовой ячейке. При вкатывании выключатель должен быть в отключенном положении. Воздействуя на рычаг-толкатель, выключатель доводят до рабочего положения. Только после этого он может быть включен.

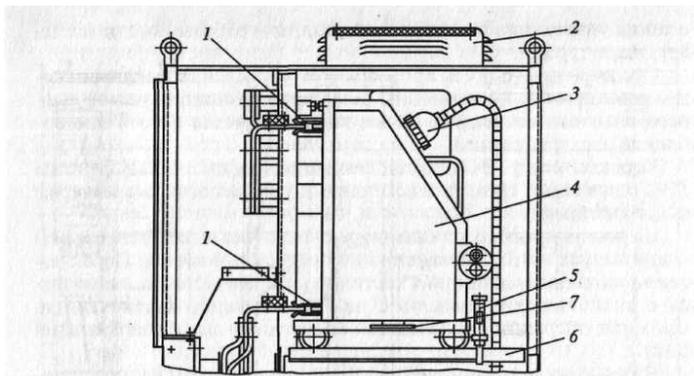


Рис. 6.24. Силовая ячейка КРУ 0,5 кВ:

1 — втычные контакты; 2 — жалюзи; 3 — штепсельный разъем релейного блока;
 4 — автоматический выключатель; 5 — фиксатор; 6 — направляющие салазки;
 7 — контакт заземления

Типы шкафов выбирают по сетке схем первичных и вторичных соединений. В отличие от ШСН шкафы КРУ можно устанавливать непосредственно в цехах (котельное, турбинное отделение, топливоподача и т.д.).

Лекция 10. Конструкция щитов управления

Щитом управления называется устройство, содержащее необходимые технические средства для управления работой электроустановки {приборы, аппараты и ключи управления, приборы сигнализации и контроля}.

На электростанциях типа ТЭЦ управление электродвигателями собственных нужд производится с местных (агрегатных, цеховых) щитов: в котельном отделении — со щита котла, в турбинном отделении — со щита турбины и т.д. Основные элементы главной схемы — генераторы, трансформаторы, линии ВН, питающие элементы собственных нужд — управляются с главного щита управления (ГЩУ).

На блочных электростанциях КЭС предусматривают блочные щиты управления (БЩУ) и центральный щит управления (ЦЩУ). С БЩУ производится управление электроустановками одного или двух смежных энергоблоков, включая их собственные нужды,

а также управление и контроль за режимом работы котельных агрегатов и турбин.

С центрального щита производится управление выключателями повышенных напряжений, резервных трансформаторов с.н., резервных магистралей, а также координируется работа энергоблоков электростанции.

Управление на ГЭС производится в основном с ЦЩУ. Многие ГЭС с помощью средств телемеханики управляются диспетчером энергосистемы.

На подстанциях по упрощенным схемам (без выключателей ВН) специальных щитов управления не предусматривается. Переключения на таких подстанциях частично или полностью производятся с диспетчерских пунктов с помощью средств телемеханики. Сложные операции производятся оперативно-выездной бригадой (ОВБ).

На мощных подстанциях 110 кВ и выше по схемам с выключателями ВН сооружаются общеподстанционные пункты управления (ОПУ), с центрального щита которого производится управление трансформаторами, линиями 35 кВ и выше, аккумуляторной батареей и контролируется работа

основных элементов подстанции. Управление линиями 6—10 кВ осуществляется из РУ 6—10 кВ.

Местные щиты управления устанавливаются вблизи управляемого объекта. Для них используются панели закрытого типа или КРУ 0,5 кВ.

Главные и центральные щиты управления на современных электростанциях размещаются в специальном помещении в главном корпусе со стороны постоянного торца или в специальном здании, примыкающем к ГРУ (на ТЭЦ), или вблизи открытых распределительных устройств (на КЭС).

Блочные щиты управления размещают в главном корпусе электростанции между турбинным и котельным отделениями. Обычно с одного блочного щита производится управление двумя энергоблоками.

Блочный щит оборудован вертикальными панелями и наклонными пультами, на которых размещены приборы управления и контроля основными цепями энергоблоков. Эти пульты и панели расположены по дуге для лучшей обозреваемости со стола дежурного. Справа и слева от пультов находятся панели неоперативного контура с приборами защит котла, турбины, генератора, собственных нужд, автоматики, интегрирующих и регистрирующих приборов, т.е. все то, что не требует постоянного внимания дежурного персонала.

По такому же принципу располагаются пульты и панели на ГЩУ и ЦЩУ. Панели и пульты изготовляют на заводах по заранее разработанным схемам. На месте монтажа укрепляют панели, прокладывают сигнально-оперативные шинки и подключают контрольные кабели. Так же как для КРУ 0,5 кВ, возможно применение унифицированных блоков защиты, автоматики, управления, из которых набирается панель или пульт. На современных электростанциях имеется большое количество аппаратов измерения, контроля и управления, поэтому для их размещения требуются громоздкие щиты. Уменьшение габаритов щитов достигается использованием малогабаритных приборов, телемеханической системы избирательного управления и контроля по вызову.

Отечественными фирмами выпускаются современные микропроцессорные устройства телемеханики (УТМ).

Модернизация диспетчерских щитов (ДЩ) на диспетчерских пунктах энергосистем осуществляется с помощью современных решений (цифровые приборы, информационные табло, бегущая строка и т.д.).

Расположение пультов и панелей, освещение, окраска, температура помещения щита, расположение и форма приборов, ключей управления выбираются исходя из создания наилучших условий труда оперативного персонала.

На АЭС предусматриваются блочные (БЩУ), резервные (РЩУ) и центральный (ЦЩУ) щиты управления.

На каждый реакторный блок необходим БЩУ, предназначенный для централизованного управления основными технологическими установками и основным технологическим оборудованием во время пуска, нормальной эксплуатации, планового останова и аварийных ситуаций. С БЩУ

производится управление выключателями генераторов, трансформаторов с.н., вводами резервного питания с.н. 6 и 0,4 кВ, выключателями электродвигателей с. н. энергоблоков, системами возбуждения генераторов, дизель-генераторными установками и другими аварийными источниками, устройствами пожаротушения кабельных помещений и трансформаторов энергоблоков.

БЩУ каждого энергоблока АЭС располагается в отдельном помещении (главном корпусе или отдельном здании).

Для каждого реакторного блока АЭС предусматривается резервный щит управления (РЩУ), с которого можно аварийно остановить реакторную установку и аварийно расхолодить ее с обеспечением ядерной и радиационной безопасности, если по каким-либо причинам этого нельзя сделать с БЩУ. РЩУ должен быть изолирован от БЩУ, чтобы по одной и той же причине не были поражены оба щита. С РЩУ производится управление дизель-генераторными установками и другими аварийными источниками, а также секционными выключателями в РУ 6 кВ собственных нужд.

Для элементов системы безопасности предусматривается дублированное независимое дистанционное управление с БЩУ и РЩУ.

С ЦЩУ АЭС производится управление выключателями линий повышенного напряжения, автотрансформаторов связи, блоков генератор — трансформатор, а также выключателями резервных трансформаторов с.н., включая секционные выключатели резервных магистралей. С ЦЩУ производится управление устройствами пожаротушения общестанционных кабельных помещений и трансформаторов, управляемых с ЦЩУ.

Лекция 11. Автоматические выключатели

Автоматический выключатель (автомат) — это коммутационный электрический аппарат, предназначенный для проведения тока цепи в нормальных режимах и для автоматического отключения электроустановок при перегрузках и токах КЗ, чрезмерных понижениях

напряжения и других аварийных режимах. Возможно использование автоматов для нечастых (6—30 раз в сутки) оперативных включений и отключений цепей.

Автоматические выключатели изготавливают для цепей переменного и постоянного тока одно-, двух-, трех- и четырехполюсными.

Автоматические выключатели имеют реле прямого действия, называемые расцепителями, которые обеспечивают отключение при перегрузках, КЗ, снижении напряжения. Отключение может происходить без выдержки времени или с выдержкой. По собственному времени отключения $i_{c.o}$ (промежуток от момента, когда контролируемый параметр превзошел установленное для него значение, до момента начала расхождения контактов) различают

нормальные выключатели ($i_{c.o} = 0,02—1$ с), выключатели с выдержкой времени (селективные) и быстродействующие выключатели ($i_{c.o} < 0,005$ с).

Нормальные и селективные автоматические выключатели токоограничивающим действием не обладают. Быстродействующие выключатели, так же как предохранители, обладают токоограничивающим действием (см. рис. 4.16), так как отключают цепь до того, как ток в ней достигнет значения $i_{y.d}$.

Селективные автоматические выключатели позволяют осуществить селективную защиту сетей путем установки автоматических выключателей с разными выдержками времени: наименьшей у потребителя и ступенчато возрастающей к источнику питания.

Автоматические выключатели изготавливают с ручным и двигательным приводом, в стационарном или выдвигном исполнении.

Выключатель рассчитан на коммутацию предельно отключаемых и включаемых токов в цикле операций О—П — ВО — П — ВО при номинальном напряжении. Здесь О — отключение, П — пауза (<180 с), ВО — включение, отключение.

Основные элементы автоматического выключателя и их взаимодействие рассмотрим по принципиальной схеме (рис. 4.18).

Контактная система выключателей на большие токи — двухступенчатая, состоит из главных 11, 5 и дугогасительных контактов 7. Главные контакты должны иметь малое переходное сопротивление, так как по ним проходит основной ток. Обычно это массивные медные контакты с серебряными накладками на неподвижных контактах и металлокерамическими накладками на подвижных контактах. Дугогасительные контакты замыкают и размыкают цепь, поэтому они должны быть устойчивы к возникающей дуге, поверхность этих контактов металлокерамическая.

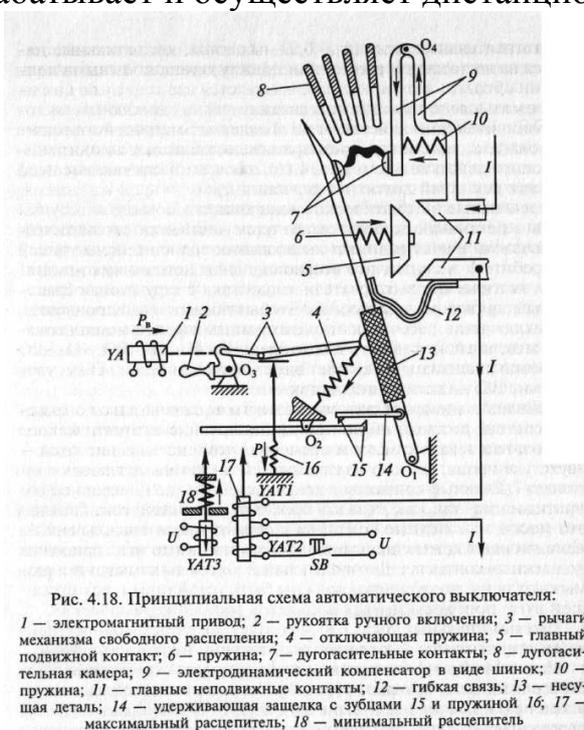
При номинальных токах 630 А контактная система одноступенчатая, т.е. контакты выполняют роль главных и дугогасительных.

На рис. 4.18 выключатель показан в процессе отключения. Чтобы его включить, вращают рукоятку 2 или подают напряжение на электромагнитный привод 1 (YA). Возникающее усилие перемещает рычаги 3

вправо, при этом поворачивается несущая деталь 13, замыкаются сначала дугогасительные контакты 7 и создается цепь тока через эти контакты и гибкую связь 12, а затем главные контакты 5, 11. После завершения операции выключатель удерживается во включенном положении защелкой 14 с зубцами 15 и пружиной 16.

Отключают выключатель рукояткой 2, приводом 1 или автоматически при срабатывании расцепителей.

Максимальный расцепитель 17 срабатывает при протекании по его обмотке $YAT1$ тока КЗ. Создается усилие, преодолевающее натяжение P пружины 16, рычаги 3 переходят вверх за мертвую точку, в результате чего автоматический выключатель отключается под действием отключающей пружины 4. Этот же расцепитель выполняет функции независимого расцепителя. Если на нижнюю обмотку $YAT2$ подать напряжение кнопкой SB , он срабатывает и осуществляет дистанционное отключение.



При снижении или исчезновении напряжения срабатывает минимальный расцепитель 18 и также отключается автоматический выключатель.

При отключении сначала размыкаются главные контакты, и весь ток переходит на дугогасительные контакты. На главных контактах дуга не образуется.

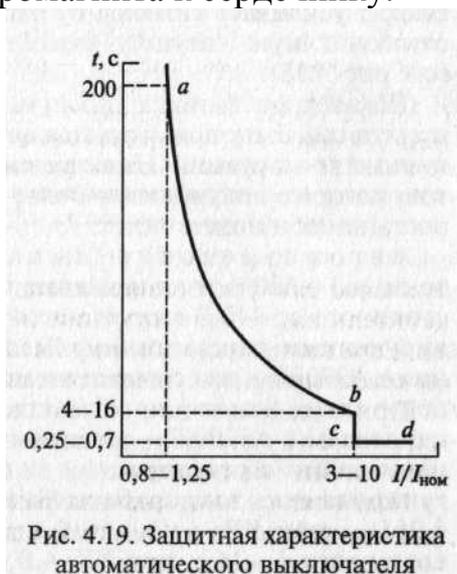
Дугогасительные контакты 7 размыкаются, когда главные находятся на достаточном расстоянии. Между дугогасительными контактами образуется дуга, которая выдувается вверх в дугогасительную камеру 8, где и гасится.

Дугогасительные камеры выполняются со стальными пластинами (эффект деления длинной дуги на короткие) и лабиринтно - щелевыми (эффект гашения дуги в узкой щели). Втягивание дуги в камеру осуществляется магнитным дутьем. Материал камеры должен обладать высокой дуговой стойкостью.

При протекании тока КЗ через включенный автоматический выключатель между контактами возникают значительные электродинамические силы, превышающие силы контактных пружин 6 и 10, которые могут оторвать один контакт от другого, а образовавшаяся дуга может сварить их. Чтобы избежать самопроизвольного отключения, применяют электродинамические компенсаторы в виде шинок 9, изогнутых петель. Токи в шинках 9 имеют разное направление, что создает электродинамическую силу, увеличивающую нажатие в контактах.

Рычаги 3 выполняют роль механизма свободного расцепления, который обеспечивает отключение автоматического выключателя в любой момент времени, в том числе при необходимости и в процессе включения. Если выключатель включается на существующее КЗ, то максимальный расцепитель 17 срабатывает и переводит рычаги 3 вверх за мертвую точку, нарушая связь привода 1 (или 2) с подвижной системой автоматического выключателя, который отключается пружиной 4, несмотря на то, что приводом будет передаваться усилие на включение. В реальных автоматических выключателях механизм свободного расцепления имеет более сложное устройство.

Защитная характеристика автоматического выключателя приведена на рис. 4.19. Максимальные расцепители электромагнитного типа имеют обратную зависимость от тока выдержку времени при перегрузках (участок *ab*) и независимую выдержку времени при токах КЗ (*cd*). Уставка по току регулируется в зоне перегрузки и в зоне КЗ (отсечка). Время срабатывания регулируется при $I_{ном}$, при $(3-10) I_{ном}$ и при токе КЗ. В автоматических выключателях с электромагнитными расцепителями выдержка времени в независимой от тока части характеристики достигается за счет часового анкерного механизма, в зависимой — от силы притяжения якоря электромагнита к сердечнику.



Автоматические выключатели с биметаллическими расцепителями обеспечивают обратную зависимость характеристику при перегрузках. Для защиты от КЗ в таких выключателях используются электромагнитные

расцепители мгновенного действия.

В современных выключателях применяют полупроводниковые расцепители, которые обеспечивают более высокую точность срабатывания по току и времени. Структурная схема такого расцепления показана на рис. 4.20. Блок 1 измеряет ток защищаемой сети. В сети переменного тока в качестве блоков 1 применяют трансформаторы тока, а в сети постоянного тока — магнитные усилители. Блок 2 анализирует сигнал от блока 1. Если этот сигнал соответствует току перегрузки, то из блока 2 поступает сигнал в блок 3, который запускает полупроводниковое реле 4, создающее зависимость от тока выдержку времени (участок ab характеристики по рис. 4.19).

При токе КЗ сигнал с блока 2 достаточен для запуска блока 7, который является токовой отсечкой. Блок 6 создает выдержку времени в независимой части характеристики (участок cd на рис. 4.19). Блок 5 усиливает сигналы от блоков 4 и 6 и подает импульс на отключающую катушку автоматического выключателя УАТ2 (см. рис. 4.18).

На электростанциях, подстанциях, на промышленных предприятиях и быту применяются автоматические выключатели различных конструкций. Ниже рассмотрены характеристики автоматов, которые получили наиболее широкое применение на электростанциях и подстанциях.

Автоматические выключатели серии А3700 на токи 160 — 630 А и напряжение переменного тока до 660 В, постоянного до 440 В выпускаются в пластмассовом корпусе с изолирующими перегородками между полюсами в двух исполнениях: А3700Б — токоограничивающие с электромагнитными расцепителями мгновенного действия и полупроводниковыми расцепителями; А3700С — селективные с полупроводниковыми расцепителями с регулируемой выдержкой времени. Пределы регулирования: ток срабатывания при перегрузках достигает $1,25 I_{ном}$, при КЗ — $(3—10) I_{ном}$; время срабатывания при $6 I_{ном}$ составляет 4—16 с, при КЗ — 0,1—0,4 с.

Автоматические выключатели серии А3700 имеют одну пару контактов на полюс с металлокерамическими накладками. Включение и отключение может производиться вручную или электромеханическим приводом в виде отдельного блока, устанавливаемого над крышкой выключателя.

Автоматическое отключение при КЗ производится расцепителем мгновенного действия, при перегрузках срабатывает полупроводниковый блок, воздействующий на независимый расцепитель. Возникающая дуга гасится в камере со стальными пластинами. Предельный ток отключения 60—110 кА.

Автоматический выключатель А3700 изготавливается в стационарном и выдвижном исполнении и широко применяется в комплектных распределительных устройствах до 1 кВ.

Выключатели автоматические серии ВА. Применяются в электрических установках с напряжением до 660 В переменного тока 50 и 60 Гц и до 400 В постоянного тока и рассчитаны на номинальные токи от 250 до 4000 А. Серия этих выключателей предназначена для проведения тока в

нормальном режиме и отключения тока при перегрузках, коротких замыканиях и снижении напряжения. Возможны оперативные включения и отключения цепи до 6 раз в сутки. Допускается использование выключателей ВА для прямых пусков и защиты асинхронных двигателей. В этой серии возможны исполнения максимальных расцепителей электромагнитных, полупроводниковых, с выдержкой и без выдержки времени. Автоматы могут быть стационарными и выкатного типа. Подробные сведения содержатся в каталогах и справочниках [4.4].

Автоматический выключатель серии «Электрон» (Э) изготавливается для цепей переменного тока до 660 В и постоянного тока до 440 В, на номинальные токи 1000—6300 А и токи отключения до 65—115 кА. Выключатели этой серии снабжены электродвигательным или электромагнитным приводом, который обеспечивает дистанционное включение. Отключение может осуществляться кнопкой ручного отключения, независимым расцепителем и максимальной токовой защитой, выполненной на полупроводниковых блоках (см. рис. 4.20). Пределы регулирования токов и времени срабатывания для выключателей этой серии показаны на рис. 4.19.

Выключатели Э06 на ток до 1000 А имеют одноступенчатую контактную систему, состоящую из параллельно включаемой пары контактов. Выключатели Э16, Э25, Э40 на токи от 1600 до 6300 А (рис. 4.21) имеют рабочие неподвижные контакты 7, 9, облицованные серебряными накладками, подвижный рабочий контакт 8 и дугогасительные контакты 5 и 6 с накладками из металлокерамики. Дугогасительный контакт 6 выполнен с петлеобразным динамическим компенсатором 4.

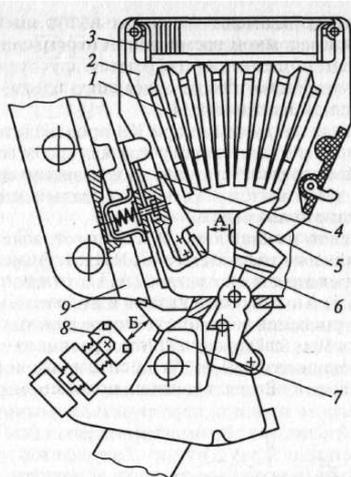


Рис. 4.21. Контактная группа и дугогасительное устройство автоматических выключателей Э16, Э25, Э40:

1 — стальные пластины; 2 — корпус; 3 — пламегасительная решетка; 4 — динамический компенсатор; 5, 6 — дугогасительные контакты; 7, 9 — рабочие неподвижные контакты; 8 — подвижный рабочий контакт

Дугогасительное устройство состоит из изоляционного корпуса 2, в котором размещены стальные пластины 1 и пламегасительная решетка 3. Автоматические выключатели серии Э изготавливают для стационарной установки или выдвигаемыми. Выдвигаемые выключатели дополнительно снабжают втычными контактами на выводах главной цепи, рычагами для механической блокировки, колесами для передвижения по рельсам каркаса.

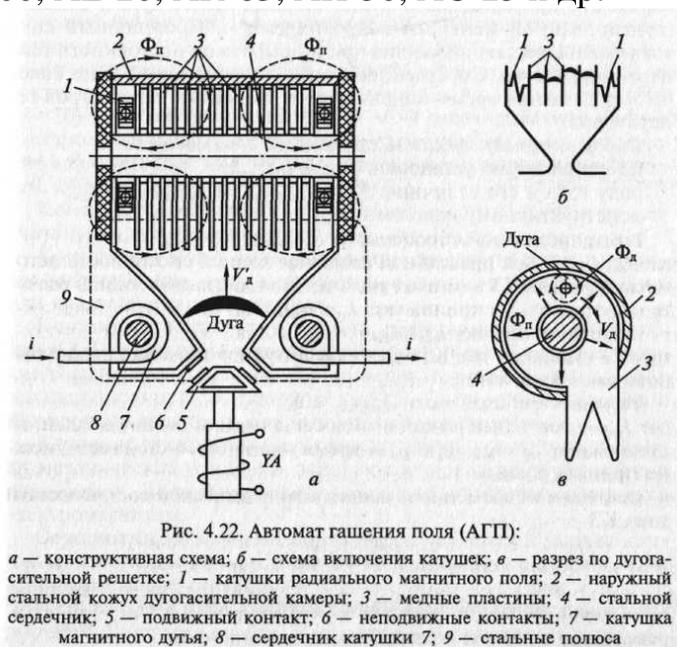
Они могут иметь рабочее положение — главная и вспомогательная цепи замкнуты; контрольное — главная цепь разомкнута, а вспомогательная — замкнута; ремонтное — главная и вспомогательная цепи разомкнуты. Специальная механическая блокировка препятствует вкатыванию и выкатыванию выключателя при включенном положении.

Автоматические выключатели серии АВМ выпускают на номинальные токи до 2000 А и напряжения 500 В переменного и 440 В постоянного тока. Выключатель имеет две пары контактов на полюс — главные и дугогасительные. Гашение дуги происходит в камере со стальными пластинами.

Выключатели АВМ имеют максимальные расцепители с обратозависимой выдержкой времени при перегрузках. При токах КЗ максимальный расцепитель срабатывает с установленной выдержкой времени 0,25; 0,4; 0,6 с за счет специального механического замедлителя расцепителя.

Привод может быть ручным, рычажным или электродвигательным. Выключатели АВМ изготовляют для стационарной установки или выдвигаемыми для комплектных распределительных устройств.

Кроме автоматических выключателей рассмотренных серий для защиты электрических цепей от перегрузок и КЗ применяются выключатели АЕ-1000, АЕ-20, АК-63, АП-50, АС-25 и др.



Автоматы гашения поля (АГП) относятся к особой группе (рис. 4.22). Как было показано в подразд. 2.1, они предназначены для отключения тока в обмотке возбуждения генераторов. Автомат имеет главные контакты, расположенные открыто (на рисунке не показаны), и дугогасительные контакты 5, 6 в камере гашения дуги. Во включенном положении АГП удерживается защелкой. При отключении контакты 5 отходят вниз и возникают дуги между контактами 5 и 6, которые силой магнитного поля, созданного катушками 7, сердечниками 8 и стальными полюсами 9, выдуваются вверх. Образуется одна длинная дуга. Она загоняется в

кольцевую дугогасительную камеру, где разбивается между медными пластинами 3 на короткие дуги. Одновременно в цепь включаются катушки 7, создающие радиальное магнитное поле, которое замыкается со стального сердечника 4 на стальной наружный кожух 2. В результате взаимодействия с магнитным полем короткие дуги получают круговое вращательное движение (см. рис. 4.22, в) с большой скоростью и поэтому не плавят пластины. Вся энергия, выделяющаяся в дуге, распределяется по поверхности пластин и погашается ими. Температура пластин при этом не должна превышать 200 °С, исходя из чего и выбираются размеры пластин. Параллельно пластинам включены секции шунтирующих сопротивлений (на рис. 4.22 не показаны).

В этом случае дуга на решетке гаснет не сразу, а по секциям, скачками, приближаясь к нулю. Первой гаснет дуга в секции, шунтированной меньшим сопротивлением. Постепенный спад тока уменьшает возникающие при разрыве цепи постоянного тока перенапряжения. Собственное время отключения АГП не более 0,15 с, а полное время гашения поля зависит от параметров генераторов.

Выбор автоматических выключателей производится:

напряжению установки $U_{ном} > U_{сет.ном}$;

по роду тока и его величине $I_{ном} \geq I_{норм.расч}$; $k_{нг} I_{ном} \geq I_{прод.расч}$;

конструктивному исполнению;

коммутационной способности $I_{откл.ном} \geq I_{нт} \approx I_{н0}$,

где $I_{откл.ном}$ — ток предельной коммутационной способности автомата; $I_{нт}$ — ток КЗ в момент расхождения контактов (если в расчете отсутствует, то принимают $I_{нт} = I_{н0}$);

включаемому току $i_{вкл} > i_{уд}$,

где $i_{уд}$ — ударный ток КЗ; $i_{вкл}$ — амплитудное значение номинального тока включения;

термической стойкости $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$,

где $I_{тер}$ — ток термической стойкости автомата (если не задан, то принимают $I_{тер} = I_{откл.ном}$); $t_{тер}$ — время термической стойкости, можно принять равным 1 с;

постоянной времени затухания апериодической составляющей тока КЗ

$T_{а.ном} > T_a$,

где $T_{а.ном}$ — значение по каталогу (0,005 — 0,015 с), T_a — определяется в расчете токов КЗ.

Лекция 12. Контактторы и пускатели

Контактор — это двухпозиционный коммутационный аппарат с самовозвратом, предназначенный для частых коммутаций токов, не превышающих токи перегрузки, и приводимый в действие приводом.

Контакторы изготавливаются на токи 4—4000 А, на напряжение 220, 440, 750 В постоянного и 380, 660 (1140) В переменного тока и допускают 600—1500 включений в час. Некоторые специальные серии контакторов допускают до 14000 включений в час. Контактторы могут быть одно-

пятипольными.

Электромагнитные контакторы нашли широкое применение в электроустановках. Включение контактной системы в них осуществляется электромагнитом.

В зависимости от режима работы контакторы различаются по категориям применения: на переменном токе АС-1, АС-2, АС-3, АС-4, на постоянном токе ДС-1, ДС-2, ДС-3, ДС-4, ДС-5 (ГОСТ 11206—77Е). Контактторы категории АС-1 рассчитываются на применение в цепях электропечей сопротивления и коммутируют только номинальный ток. Контактторы категории АС-2 рассчитываются на пуск электродвигателей с фазным ротором и коммутируют ток $2,5/I_{ном}$. Контактторы категории АС-3 рассчитываются на пуск электродвигателей с короткозамкнутым ротором и на отключение вращающихся электродвигателей и коммутируют ток $(6—10)/I_{ном}$. Контактторы категории АС-4 рассчитываются на пуск электродвигателей с короткозамкнутым ротором и на отключение неподвижных или медленно вращающихся электродвигателей, они коммутируют токи $(6—10) I_{ном}$.

Контакторы постоянного тока в зависимости от категории рассчитаны на коммутацию токов от $I_{ном}$ до $10 I_{ном}$.

Контакторы могут быть рассчитаны на работу в прерывисто-продолжительном, продолжительном, повторно-кратковременном или кратковременном режимах.

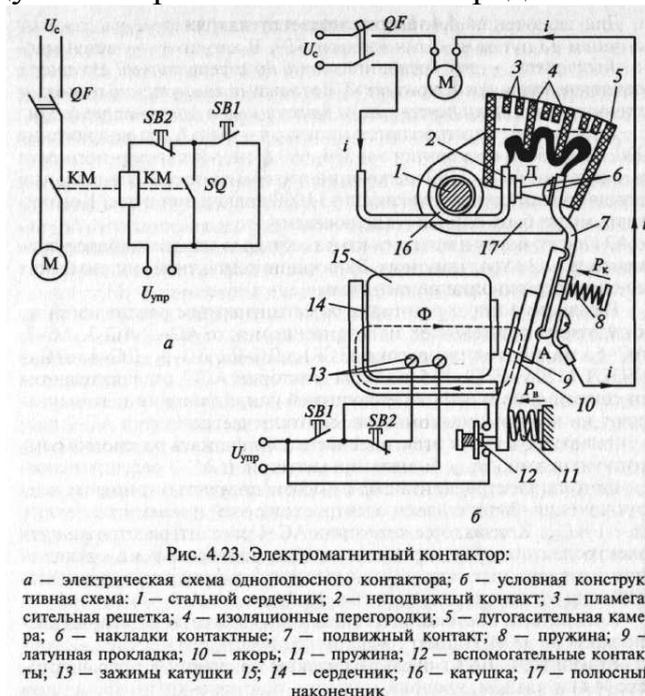
Контакторы не имеют устройств, реагирующих на перегрузки или КЗ. Эту функцию выполняют предохранители и автоматические выключатели, включающиеся последовательно с контактором и защищающие цепь от перегрузок и КЗ. Электродинамическая и термическая стойкость контакторов не нормируется.

В отличие от автоматических выключателей контакторы не имеют механических устройств, запирающих контактор в положении «включено». Во включенном положении контактор удерживается электромагнитом.

Основными элементами контакторов являются: главные контакты, дугогасительное устройство, электромагнитная система и вспомогательные контакты.

На рис. 4.23, а показана схема управления однополюсным контактором. Главные контакты контактора КМ включены в цепь двигателя М, а катушка — в цепь управления последовательно с кнопками управления SB1, SB2 и вспомогательными контактами SQ. На конструктивной схеме (рис. 4.23, б) контактор изображен в момент отключения, когда напряжение с катушки 15, установленной на сердечнике 14, снято и подвижная система под действием пружины 11 пришла в нормальное положение. Дуга, возникшая между контактами 2 и 7, гасится в камере 5 с изоляционными перегородками 4. Втягивание дуги в камеру происходит за счет магнитного поля, созданного магнитной системой, состоящей из катушки 16, включенной последовательно в главную цепь, стального сердечника 1 и полюсных наконечников 17. На выходе из камеры установлена пламегасительная решетка 3, препятствующая

выходу ионизированных газов за пределы камеры.



Для включения контактора подается напряжение на зажимы катушки 13 путем нажатия кнопки SB1. В катушке создается магнитный поток, притягивающий якорь 10 к сердечнику. На якоре укреплен подвижный контакт 7, который после соприкосновения с неподвижным контактом 2 скользит по его поверхности, разрушая пленку оксидов на поверхности контактов. Нажатие в контактах создается пружиной 8. Контактные накладки 6 из серебра обеспечивают минимальное переходное сопротивление. В некоторых случаях накладки выполняются из дугостойкой металлокерамики. Контактор удерживается во включенном положении своей катушкой. После включения контактора замыкаются вспомогательные контакты 12 (SQ), шунтирующие кнопку SB1, поэтому размыкание пусковой кнопки не разрывает цепь катушки 15 (KM).

На якоре 10 предусмотрена немагнитная прокладка из латуни 9, которая уменьшает силу притяжения, обусловленную остаточной индукцией в сердечнике. Таким образом, при снятии напряжения с катушки 75якорь не «залипает». При значительном снижении напряжения в цепи управления, а также при его исчезновении контактор автоматически отключается.

Для отключения контактора достаточно нажать на кнопку SB2, которая разомкнет цепь питания катушки 15.

Цепь управления контактором может получать питание от первичной цепи. Защита электродвигателя в рассмотренной схеме осуществляется автоматическим выключателем QF. К электромагнитным контакторам общепромышленных серий относятся следующие типы: переменного тока КТ, КТП, КТВ; постоянного тока КП, КПВ, КПД; постоянного и переменного тока КМ, РПК, КН.

В установках напряжением более 660 В применяются контакторы вакуумные КВТ, ВБТ, выключатели автоматические быстродайствующие

(ВАБ), описание которых приводится в справочниках [4.4] и каталогах.

Пускатель — это коммутационный аппарат, предназначенный для пуска, останова и защиты электродвигателей.

Магнитные пускатели состоят из электромагнитного контактора, встроенных тепловых реле и вспомогательных контактов. Наиболее распространенными сериями являются ПМБ, ПМА, ПА. Пускатели могут быть реверсивными и нереверсивными, в открытом, защищенном и пылебрызгонепроницаемом исполнении, с тепловыми реле и без них. Магнитные пускатели применяются для управления электродвигателями переменного тока напряжением до 660 В, мощностью до 75 кВт.

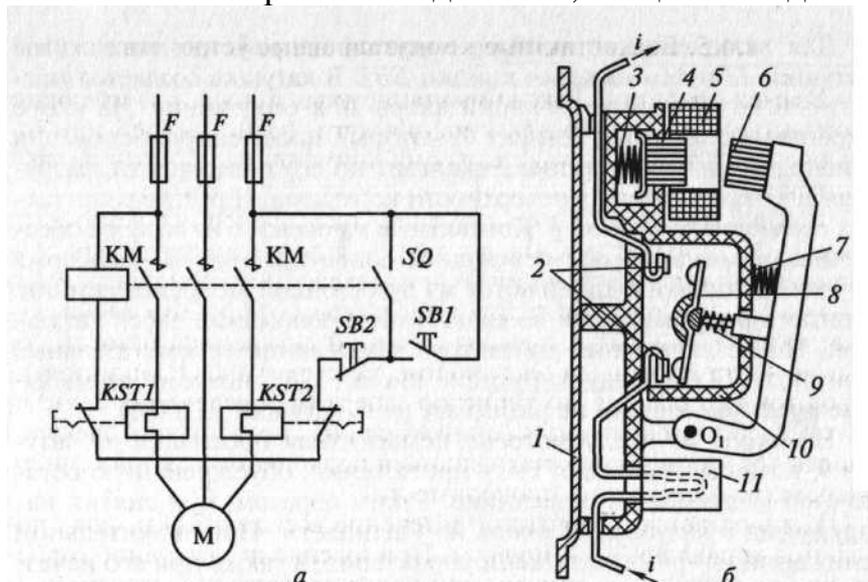


Рис. 4.24. Магнитный пускатель:

a — электрическая схема; *б* — конструктивная схема: 1 — металлическое основание; 2 — неподвижные контакты; 3 — амортизирующая пружина; 4 — сердечник; 5 — катушка; 6 — якорь электромагнита; 7 — отключающая пружина; 8 — контактный мостик; 9 — пружина; 10 — камера; 11 — тепловое реле

Электрическая и конструктивная схема магнитного пускателя серии ПАЕ показана на рис. 4.24. При нажатии кнопки SB1 подается питание в катушку контактора KM (5) через размыкающиеся контакты тепловых реле KST1, KST2, кнопку SB2. Якорь электромагнита притягивается к сердечнику 4, вращаясь вокруг оси O. При этом неподвижные контакты 2 замыкаются подвижным контактным мостиком 8. Нажатие в контактах обеспечивается пружиной 9. Одновременно замыкаются вспомогательные контакты SQ (см. рис. 4.24, а), которые шунтируют кнопку SB1. При перегрузке электродвигателя срабатывают оба или одно тепловое реле 11, цепь катушки размыкается контактами KST1 и KST2. При этом якорь 6 больше не удерживается сердечником и под действием собственной массы и пружины 7 подвижная система переходит в отключенное положение, размыкая контакты. Двукратный разрыв в каждой фазе и закрытая камера /0 обеспечивают гашение дуги без специальных устройств. Точно так же происходит отключение пускателя при нажатии кнопки SB2.

Амортизирующая пружина 3 предохраняет подвижную часть от резких ударов при включении. Все детали пускателя крепятся на металлическом основании 1.

Для защиты электродвигателя от КЗ в цепь включены предохранители
F.

Выбор контакторов и магнитных пускателей производится:

напряжению установки $U_{ном} > U_{сет.ном}$;

по роду тока и его величине $I_{ном} \geq I_{норм.расч}$; $k_{не} I_{ном} \geq I_{прод.расч}$;

мощности подключаемых электродвигателей $P_{доп} > P_{подкл}$;

категории применения.

Бесконтактные коммутационные устройства

Взамен традиционных коммутационных аппаратов, имеющих контакты и устройства для гашения дуги, возникающей при отключении токов, в настоящее время применяются бесконтактные аппараты, основанные на свойствах полупроводников.

В силовых цепях для отключения тока применяют устройства на основе тиристоров. Тиристор — управляемый полупроводниковый прибор, состоящий из четырехслойного кристалла кремния со структурой *p-n-p-n*. Внешние выводы от крайних слоев служат катодом и анодом, а вывод от одной внутренней базовой области — управляющим электродом. Если на управляющий электрод ток не подается, то тиристор заперт (в определенных пределах воздействующих напряжений). Если на управляющий электрод подан ток, то тиристор, находящийся под анодным напряжением, переходит в состояние проводимости.

Цепь остается включенной в течение всего времени, пока подаются управляющие импульсы. При их снятии запирающие тиристоры происходит автоматически после прохождения переменного тока в силовой цепи через нуль. Следовательно, время отключения составляет полпериода, т.е. 0,01 с, что в 10—20 раз меньше, чем у традиционных выключателей.

В запертом состоянии тиристор выдерживает определенное напряжение («обратное напряжение»). Гальваническая связь отключенных частей цепи сохраняется вследствие несовершенства полупроводникового контакта, т.е. в цепи протекает ток утечки. Этот недостаток устраняют, включая последовательно в цепь контактный аппарат, который отключает цепь в обесточенном состоянии.

Особенностью тиристоров является повышенное падение напряжения на полупроводниковом контакте, что приводит к значительному выделению мощности и, следовательно, нагреву контакта. Полупроводниковые приборы требуют интенсивного охлаждения — воздушного и водяного.

В качестве блока управления, создающего управляющие импульсы, строго синхронные с действующим переменным напряжением, могут применяться схемы с магнитными усилителями или модуляторами импульсов.

На этих свойствах тиристора основано устройство однофазного силового ключа для коммутации переменного тока. Тиристоры VS1, VS2 включены встречно-параллельно. Если на управляющие электроды подаются маломощные импульсы, синхронные с анодным напряжением, то тиристор

$VS1$ проводит ток первую половину периода, а $VS2$ — вторую половину периода (рис. 4.25).

Импульсы управления формируются из анодных напряжений тиристоров. Если на аноде тиристора $VS1$ положительная полуволна напряжения, то при замыкании контактов $K1$ реле K через диод $VD1$ и резистор $R2$ пройдет импульс тока управления на управляющий электрод тиристора $VS1$. В результате тиристор $VS1$ включится, анодное напряжение упадет почти до нуля, поэтому сигнал управления исчезнет, но тиристор останется в проводящем состоянии до перехода тока через нуль. В следующий полупериод аналогично включается тиристор $VS2$. Пока контакты реле K будут включены, тиристоры будут автоматически поочередно включаться, обеспечивая прохождение тока от источника к нагрузке.

Тиристорные ключи являются основой схем тиристорных пускателей (см. рис. 4.25). Силовые тиристоры $VS1—VS6$ коммутируют ток. Контакты $K1—K3$ управляются реле K , которое включено через разделительный трансформатор T , выпрямитель $UZ1$ и транзистор VT к основной сети. При пуске нажатием кнопки SBC замыкается цепь реле K , которое включает свои контакты $K1, K2, K3$ в цепях тиристорных ключей, и силовая цепь замыкается через тиристоры $VS1—VS6$. При останове электродвигателя нажатием кнопки SB T размыкается цепь реле K , контакты $K1—K3$ размыкаются, управляющие импульсы не поступают на тиристоры и при переходе тока через нулевое значение они закрываются. Управление может осуществляться автоматически.

Трансформаторы тока $TA1, TA2$ подают сигнал перегрузки в блок защиты ($B3$), который, воздействуя на базу транзистора, снимает питание с реле K и тем самым отключает пускатель.

Промышленностью выпускаются тиристорные пускатели ПТ-16-380-У5 и ПТ-40-380-У5 на 16 и 40 А, 380 В, в них применена несколько иная схема с управлением тиристорами широтно-импульсным методом.

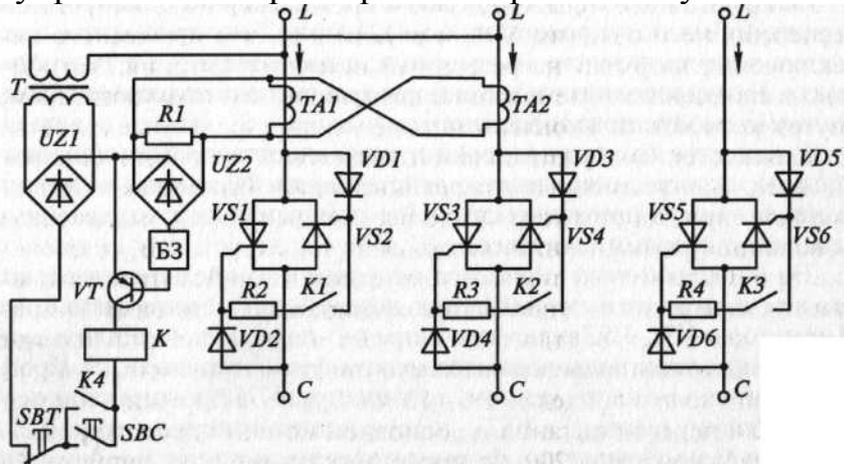


Рис. 4.25. Тиристорный пускатель

Достоинствами бесконтактных аппаратов являются: отсутствие подвижной контактной системы; отсутствие дуги или искры; высокое быстродействие; частота срабатывания 10⁵—10⁶ в час; допустимость работы

во взрывоопасных помещениях; простота управления слабыми сигналами; высокая надежность работы. В настоящее время тиристорные коммутационные устройства находят применение на АЭС, где требуется высокая надежность и большая скорость переключений в агрегатах бесперебойного питания и других цепях повышенной надежности.

Устройство ТКЕО-250/380У4 предназначено для бесконтактной многократной коммутации токов нагрузки в нормальных и аварийных режимах в установках 380 В с номинальным током 250 А. Устройство выполнено в виде шкафа с двухсторонним обслуживанием, в котором установлено пять унифицированных кассет. Каждая кассета содержит три силовых ключа, состоящих из двух встречно-параллельных тиристоров и модулятора управляющих импульсов. Силовой блок включается автоматически при появлении на входе напряжения 380 В. При снятии управляющих импульсов происходит отключение тиристоров. В режиме КЗ цепь отключается при переходе тока через нуль, т.е. значительно раньше, чем ток КЗ достигнет недопустимых для тиристора значений. Время отключения при КЗ составляет не более 20 мс. Тиристорное устройство обеспечивает автоматическое отключение отходящих линий при перегрузках, при снижении напряжения, при перегорании предохранителей силовых блоков. Уставки токов и выдержки времени регулируются. Отключение может производиться вручную нажатием кнопки.

Устройство ТКЕО рассчитано для установки в закрытых отапливаемых помещениях. Охлаждение — воздушное, естественное.

Устройство ТКЕП-100/380У4 предназначено для агрегатов бесперебойного питания АЭС и служит для автоматического переключения нагрузки на резервный источник питания. Устройство выполнено в виде шкафа с двухсторонним обслуживанием, внутри которого установлены четыре унифицированные кассеты. Каждая кассета содержит силовой ключ, блок питания и синхронизации, модуль импульсов переключающий. Так же как в отключающем тиристорном устройстве обеспечивается автоматическое включение при появлении напряжения на входе 380 В, отключение при снятии управляющих импульсов и защита от превышения токов. Импульсы управления сфазированы с силовым напряжением сети. Устройство обеспечивает автоматический перевод питания нагрузки на резервный источник при отклонении напряжения на входе в пределах $\pm 8—12\% U_{ном}$ без выдержки времени. Обратный перевод питания на основной источник обеспечивается с задержкой 150 — 200 мс после восстановления напряжения на основном источнике.

Лекция 13. Выключатели нагрузки

В сетях 6—10 кВ электроснабжения городских промышленных и сельскохозяйственных предприятий возникает необходимость отключения и включения токов нормальной нагрузки. Такая операция разъединителями не производится, так как они не имеют устройств для гашения возникающей дуги. Простейшим коммутационным аппаратом, позволяющим отключать и

включать токи нагрузки в нормальном режиме, является автогазовый выключатель нагрузки ВНР (рис. 4.31, а). Выключатели нагрузки ВНР созданы на базе разъединителей рубящего типа. На опорном изоляторе с неподвижным главным контактом 3 укреплена простейшая дугогасительная камера 2 с газогенерирующими вкладышами 7 из органического стекла (рис. 4.31, б). К главному подвижному контакту-ножу 5 присоединена скоба с дугогасительным контактом 4, который во включенном положении находится внутри камеры между контактами 6. При отключении под действием пружины привода движение от вала 7 передается главным контакт-ножам 5, которые размыкаются в воздухе первыми, но дуги не образуется, так как весь ток проходит по дугогасительным контактам. При дальнейшем движении ножа 5 размыкаются дугогасительные контакты, возникшая дуга воздействует на вкладыши, из которых выделяется газ. Давление в камере повышается, а при выходе дугогасительного ножа из камеры создается выхлоп газа и дуга гаснет. При включении сначала замыкаются дугогасительные контакты, затем — главные. Без ревизии допустимое количество циклов ВО: 30 — при номинальном токе 630 А и $\cos\varphi > 0,7$; 10 — при номинальном токе 630 А и $\cos\varphi > 0,3$; 20 — при 5 % номинального тока и $\cos\varphi > 0,7$; 10 — при отключении зарядного тока кабеля 10 А и более.

Выключатель ВНР выдерживает сквозной ток КЗ $I_{пр.скв} = 41$ кА, а ток термической стойкости $I_{тер} = 16$ кА. Допустимо двукратное включение на короткое замыкание, после чего производится ревизия с заменой дугогасительных камер.

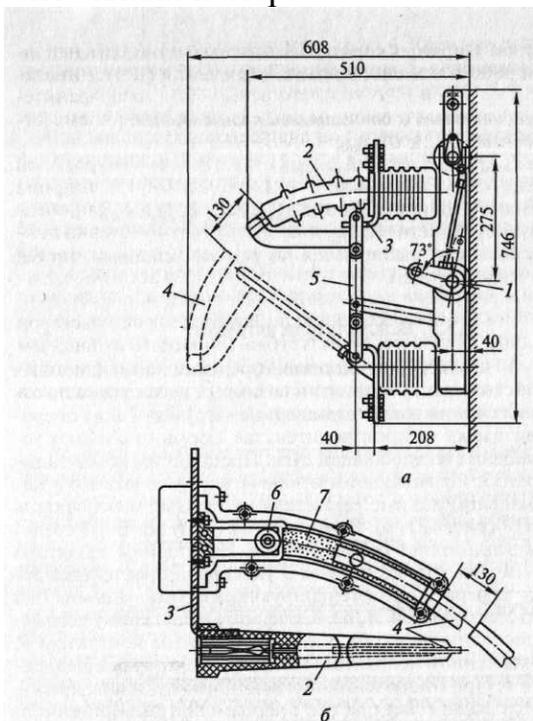


Рис. 4.31. Выключатель нагрузки ВНР:

а — общий вид; б — дугогасительная камера; 1 — вал привода; 2 — дугогасительная камера; 3 — главный неподвижный контакт; 4 — подвижный дугогасительный контакт; 5 — главный подвижный контакт-нож; 6 — неподвижный дугогасительный контакт; 7 — газогенерирующие вкладыши

Выключатели нагрузки ВНР могут дополняться предохранителями

ПКЭ, заземляющими ножами и приводами разного типа: ручным (ПР), ручным с дистанционным отключением (ПРА) или электромагнитным (ПЭ).

Плавкие предохранители выше 1 кВ

Предохранители высокого напряжения имеют то же самое назначение и тот же принцип работы, что и предохранители до 1 кВ.

Предохранители серии ПК с мелкозернистым наполнителем выполняются на напряжения 3, 6, 10, 35 кВ и номинальные токи 400, 300, 200 и 40 А соответственно. Эти предохранители обладают токоограничивающим эффектом, полное время отключения при токах КЗ составляет 0,005 — 0,007 с.

Патрон предохранителя (рис. 4.32) состоит из фарфоровой трубки, армированной латунными колпачками. Внутри патрона размещены медные или серебряные плавкие вставки. Для обеспечения нормальных условий гашения дуги плавкие вставки должны иметь значительную длину и малое сечение. Это достигается применением нескольких параллельных плавких вставок 5, намотанных на ребристый керамический сердечник (см. рис. 4.32, в), или при больших токах нескольких спиральных плавких вставок (см. рис. 4.32, б). После того как трубка заполнена кварцевым песком, торцевые отверстия закрываются крышками 1 и тщательно запаиваются. Нарушение герметичности, увлажнение песка могут привести к потере способности гасить дугу. Для уменьшения температуры плавления плавкой вставки использован металлургический эффект. Срабатывание предохранителя определяется по указателю 7, который выбрасывается пружиной из трубки после перегорания стальной вставки, нормально удерживающей пружину в подтянутом состоянии. Стальная вставка перегорает после рабочих вставок, когда по ней проходит весь ток. Быстрое гашение дуги в узких каналах между зернами кварца приводит к перенапряжениям, опасным для изоляции установки. Для снижения перенапряжений искусственно затягивают гашение дуги, применяя плавкие вставки разного сечения по длине или плавкие вставки с искровыми промежутками, включенные параллельно основным рабочим вставкам.

Разновидностями серии ПК являются:

ПКТ — предохранители для защиты силовых трансформаторов и линий;

ПКН — предохранители для защиты трансформаторов напряжения;

ПКЭ — предохранители для силовых цепей экскаваторных установок.

При установке предохранителей в цепях с током более 100 А применяются два или четыре патрона (см. рис. 4.32, а).

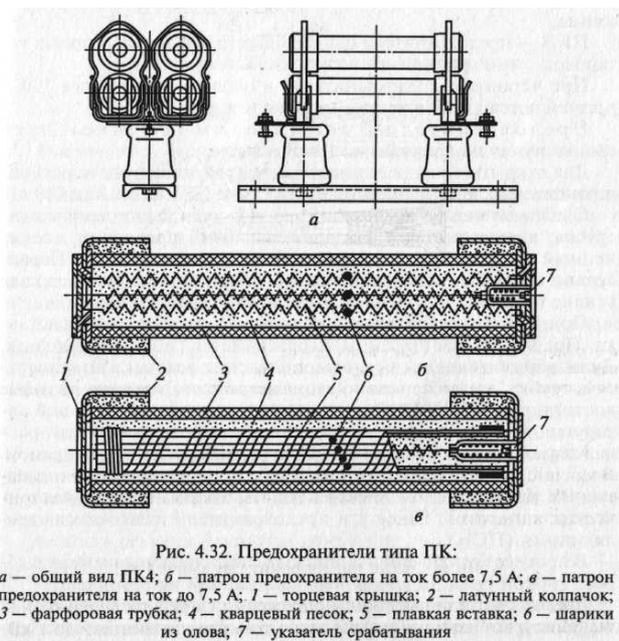


Рис. 4.32. Предохранители типа ПК:

a — общий вид ПК4; *б* — патрон предохранителя на ток более 7,5 А; *в* — патрон предохранителя на ток до 7,5 А; 1 — торцевая крышка; 2 — латунный колпачок; 3 — фарфоровая трубка; 4 — кварцевый песок; 5 — плавкая вставка; 6 — шарики из олова; 7 — указатель срабатывания

Предохранители с автогазовым гашением дуги выполняются на напряжение 10 кВ и выше.

Для открытых распределительных устройств получили распространение выхлопные предохранители типа ПВТ на 10, 35 и 110 кВ.

Основной частью предохранителя является газогенерирующая трубка, внутри которой расположен гибкий проводник, соединенный с плавкой вставкой и контактными наконечником. Параллельно медной вставке расположена стальная, воспринимающая усилие пружины, стремящейся вытащить гибкий проводник.

При КЗ сначала расплавляется медная, затем стальная вставка. Под действием пружины выбрасывается гибкий проводник. Дуга, образовавшаяся после расплавления вставок, затягивается в трубку, где интенсивно выделяется газ. Давление в трубке достигает 10 — 20 МПа, создается интенсивное продольное автодутье, гасящее дугу. Гашение сопровождается выбросом раскаленных газов и мощным звуковым эффектом — выстрелом. В связи с этим предохранители ПВТ устанавливаются в открытых РУ таким образом, чтобы в зоне выхлопа не было электрических аппаратов. Ранее эти предохранители назывались стреляющими (ПСН).

В процессе отключения длина дуги увеличивается по мере выброса гибкой связи, поэтому перенапряжений не возникает.

Плавкая вставка в нормальном режиме нагревается до высокой температуры. Чтобы не происходило газообразования, вставка размещена не в трубке, а в металлическом колпаке, закрывающем один конец трубки.

Предохранители ПВТ применяются в комплектных трансформаторных подстанциях. Они защищают силовые трансформаторы от токов КЗ, но не защищают от других видов повреждений.

Дальнейшее усовершенствование предохранителей ПВТ привело к созданию авто газового выключателя с газогенерирующим патроном, внутри которого размещены плавкая вставка и контактная система. Пружинный привод, получив сигнал релейной защиты, выдергивает гибкую связь из

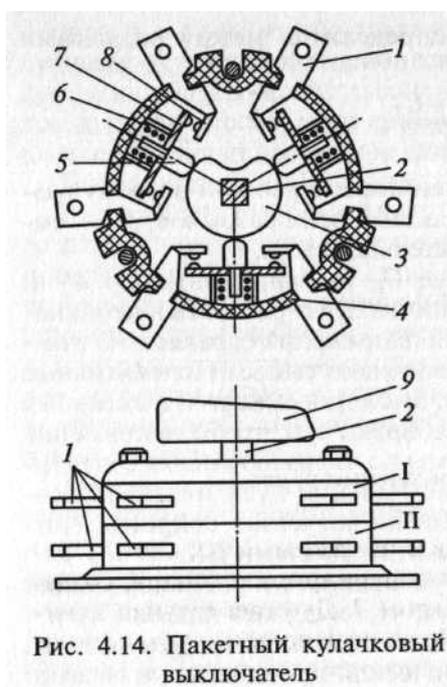
патрона, разрушая контакты. Возникшая дуга гасится так же, как в предохранителе ПВТ.

Недостатком такого выключателя является быстрый износ твердого дутогасителя, разрушение контактов, а следовательно, необходимость замены того и другого после каждого отключения КЗ.

Лекция 14. Коммутационные аппараты до 1 кВ

Неавтоматические выключатели

Неавтоматические выключатели предназначены для отсоединения отдельных обесточенных частей от напряжения или для ручного включения и отключения электрической цепи в нормальных режимах при токах, не превышающих 0,2—1 номинального тока выключателя. К ним относятся неавтоматические выключатели рубящего типа (рубильники), пакетные выключатели и переключатели.



Переключатель — это контактный коммутационный аппарат, предназначенный для переключения электрических цепей.

В распределительных устройствах до 1 кВ и в слаботочных цепях автоматики широкое применение получили пакетные переключатели и выключатели, заменившие старую конструкцию рубильников. На рис. 4.14 показан пакетный кулачковый выключатель. На основании выключателя укреплены два пакета I, II, внутри которых расположены по три полюса контактных систем. При повороте рукоятки 9 поворачивается вал 2 и кулачок 3. Если шток 5 попадает в выемку кулачка 3, то контакты 7, 8 замыкаются под действием пружины 6. Если шток 5 попадает на выступ кулачка, то контакты размыкаются. Возникшая дуга гасится в закрытом объеме герметизированного корпуса 4 из изоляционного материала. Внешняя сеть подключается к выводам 7.

Пакетные выключатели и переключатели серий ПВ и ПМ выпускаются одно-, двух- и трехполюсными на номинальные токи 20 — 400 А

постоянного тока при напряжении 220 В и 63 — 250 А переменного тока при напряжении 380 В. Наибольшая частота отключений в час — 300.

Пакетные переключатели имеют малые габаритные размеры, удобны в монтаже; при переключении исключается выброс пламени и газов. Контактная система позволяет управлять одновременно большим количеством цепей. Такими переключателями разрешается отключать номинальные токи.

Пакетные выключатели не обеспечивают видимого разрыва цепи, поэтому в некоторых цепях устанавливают рубильники.

Рубильник предназначен для ручного включения и отключения цепей постоянного и переменного тока напряжением не выше 1 кВ. По конструкции различают одно-, двух- и трехполюсные рубильники.

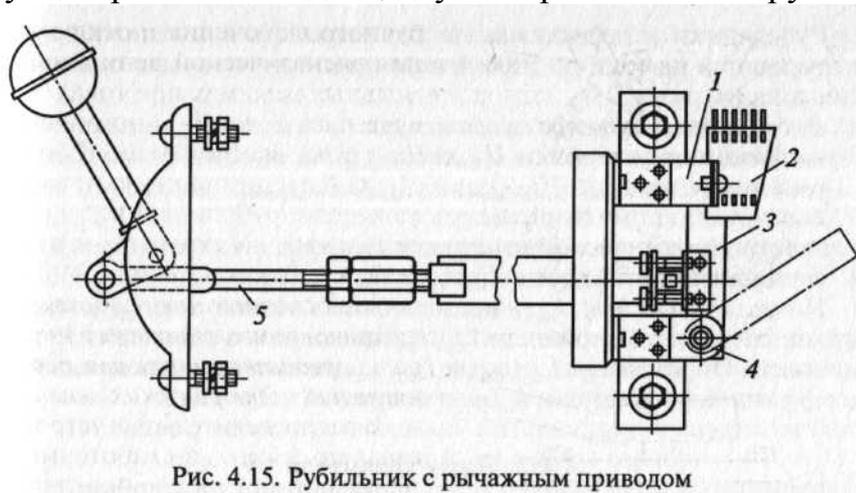


Рис. 4.15. Рубильник с рычажным приводом

На рис. 4.15 показан рубильник с рычажным приводом. Подвижный контакт-нож 3 вращается в шарнирной стойке 4, создавая разрыв с неподвижным контактом 1. Дугогасительная камера 2 обеспечивает гашение дуги. Ножи всех полюсов объединены изоляционным валиком, движение которому передается тягой 5. Рукоятка монтируется на передней стороне шкафа, а контактная часть — внутри шкафа; таким образом, операции с рубильником безопасны для персонала. Таким рубильником можно отключать номинальный ток в установках 380 В и 50% номинального тока в установках 500 В.

Важнейшей частью рубильника являются контакты. Обычно применяются линейные контакты рубящего типа, нажатие в которых обеспечивается специальными стальными пружинами.

Гашение дуги постоянного тока (до 75 А) происходит за счет ее механического растягивания. При больших токах гашение дуги осуществляется за счет ее перемещения электродинамическими силами взаимодействия, причем чем короче нож, тем больше силы взаимодействия между дугой и деталями рубильника, что повышает отключающую способность рубильника.

Гашение дуги переменного тока осуществляется за счет околокатодной электрической прочности (150—250 В), имеющей место при переходе тока через нуль. Длина ножа в рубильниках переменного тока выбирается по механическим условиям.

Применение дугогасительных камер обеспечивает гашение дуги при отключении номинальных токов рубильниками постоянного тока 220 В и переменного тока 380 В. При напряжении 440 и 500 В отключаемые токи составляют $0,5i_{ном}$. Дугогасительные камеры предотвращают выброс ионизированных газов, поэтому перекрытий на корпус или между токоведущими частями не происходит.

Рубильники и переключатели без устройств для гашения дуги выпускаются на токи до 5000 А и не предназначены для отключения тока нагрузки.

Выбор рубильников производится по:

- напряжению установки $U_{ном} > U_{сет.ном}$;
- току нагрузки $I_{ном} \geq I_{ном.расч}$; $k_{не} I_{ном} \geq I_{прод.расч}$
- конструктивному выполнению;
- электродинамической стойкости $i_{пр.скв} \geq i_{уд}$
- термической стойкости $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

Номинальный ток $I_{ном}$, предельный сквозной ток $i_{пр.скв}$, ток и время термической стойкости $I_{тер}^2$, $t_{тер}$, приводятся в каталогах и справочниках. Определение $I_{ном.расч}$ и $I_{прод.расч}$ рассмотрено в подразд. 4.1, коэффициент перегрузки $k_{не}$ — в подразд. 2.1.2 и 2.2.5.

Предохранители

Предохранитель — это коммутационный электрический аппарат, предназначенный для отключения защищаемой цепи разрушением специально предусмотренных для этого токоведущих частей под действием тока, превышающего определенное значение.

В большинстве предохранителей отключение цепи происходит за счет расплавления плавкой вставки, которая нагревается протекающим через нее током защищаемой цепи. После отключения цепи необходимо заменить перегоревшую вставку на исправную. Эта операция производится вручную или автоматически заменой всего предохранителя.

Основными элементами предохранителя являются: корпус, плавкая вставка (плавкий элемент), контактная часть, дугогасительное устройство и дугогасительная среда.

Предохранители изготавливаются на напряжение переменного тока 36, 220, 380, 660 В и постоянного тока 24, ПО, 220, 440 В.

Предохранители характеризуются номинальным током плавкой вставки, т.е. током, на который рассчитана плавкая вставка для длительной работы. В один и тот же корпус предохранителя могут быть вставлены плавкие элементы на различные номинальные токи, поэтому сам предохранитель характеризуется номинальным током предохранителя (основания), который равен наибольшему из номинальных токов плавких вставок, предназначенных для данной конструкции предохранителя.

Предохранители до 1 кВ изготавливаются на номинальные токи до 1000 А.

В нормальном режиме теплота, выделяемая током нагрузки в плавкой

вставке, передается в окружающую среду и температура всех частей предохранителя не превышает допустимую. При перегрузках или КЗ температура вставки увеличивается и она расплавляется. Чем больше протекающий ток, тем меньше время плавления. Эта зависимость называется защитной (времятоковой) характеристикой предохранителя.

Предохранители не должны отключать электрическую цепь при протекании условного тока неплавления и должны отключать цепь при протекании условного тока плавления в течение определенного времени, зависящего от номинального тока (ГОСТ 17242—79Е). Например, при номинальных токах 10—25 А плавкая вставка не должна расплавляться в течение 1 ч при токах 130% номинального и должна расплавляться в течение того же времени при токах 175% номинального.

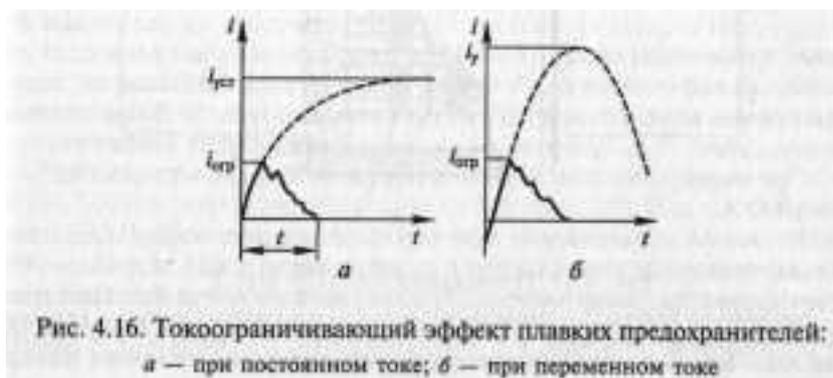
Чтобы уменьшить время срабатывания предохранителя, применяются плавкие вставки из разного материала, специальной формы, а также используется металлургический эффект.

Наиболее распространенными материалами плавких вставок являются медь, цинк, алюминий, свинец и серебро.

При больших номинальных токах плавкая вставка выполняется из параллельных проволок или тонких медных полос.

Для ускорения плавления вставок из меди и серебра используется металлургический эффект — явление растворения тугоплавких металлов в расплавленных, менее тугоплавких. Если, например, на медную проволочку диаметром 0,25 мм напаять шарик из оловянно-свинцового сплава с температурой плавления 182 °С, то при температуре проволоки 650 °С она расплавится в течение 4 мин, а при 350 °С — в течение 40 мин. Та же проволока без растворителя плавится при температуре не менее 1000 °С. Обычно для создания металлургического эффекта на медных и серебряных вставках применяют чистое олово, обладающее более стабильными свойствами. В нормальном режиме работы шарик практически не влияет на температуру вставки.

Ускорение плавления вставки достигается также применением плавкой вставки специальной формы. При токах КЗ узкие участки нагреваются настолько быстро, что отвод теплоты почти не происходит. Вставка перегорает одновременно в нескольких суженных местах, прежде чем ток КЗ достигнет своего установившегося значения в цепи постоянного тока или ударного тока в цепи переменного тока (рис. 4.16). Ток КЗ при этом ограничивается до значения $i_{огр}$ (в 2 — 5 раз). Такое явление называется токоограничивающим действием предохранителя. Электродинамические силы в цепи, защищенной таким предохранителем, настолько уменьшаются, что в некоторых случаях токо-ведущие части и аппараты не требуют проверки по электродинамической стойкости [1.12].



Гашение электрической дуги, возникающей после перегорания плавкой вставки, должно осуществляться в возможно короткое время. Время гашения дуги зависит от конструкции предохранителя.

Наибольший ток, который плавкий предохранитель может отключить без каких-либо повреждений или деформаций, называется предельным током отключения.

Предохранители получили широкое применение в промышленных электроустановках, на электростанциях, подстанциях, в быту и имеют различную конструкцию. Рассмотрим конструкцию предохранителей, получивших наиболее широкое применение в электрических установках.

Предохранители насыпные типа ПН-2 (рис. 4.17) широко применяются для защиты силовых цепей до 500 В переменного и 440 В постоянного тока и выполняются на номинальные токи 100-600 А.

Фарфоровая, квадратная снаружи и круглая внутри, трубка 1 имеет четыре резьбовых отверстия для винтов, с помощью которых крышка 4 крепится с уплотняющей прокладкой 5. Плавкая вставка 2 приварена электроконтактной точечной сваркой к шайбам врубных контактных ножей 3. Крышки с асбестовыми прокладками герметически закрывают трубку. Трубка заполнена сухим кварцевым песком 6. Плавкая вставка выполнена из одной или нескольких медных ленточек толщиной 0,15 — 0,35 мм и шириной до 4 мм. На вставке сделаны прорези 7, уменьшающие сечение вставки в 2 раза. Для снижения температуры плавления вставки используется металлургический эффект — на полоски меди напаяны шарики олова 8. Температура плавления в этом случае не превышает 475 °С. Дуга возникает в нескольких параллельных каналах (в соответствии с числом вставок); это обеспечивает наименьшее количество паров металла в канале между зернами кварца и наилучшие условия гашения дуги в узкой щели. Насыпные предохранители обладают токоограничивающим свойством.

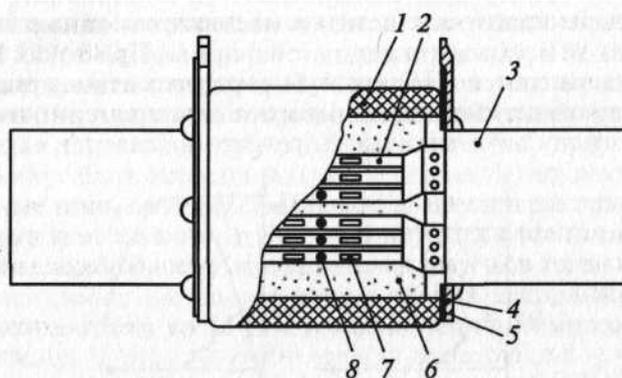


Рис. 4.17. Предохранитель типа ПН-2:

1 — фарфоровая трубка; 2 — плавкая вставка; 3 — контактный нож; 4 — крышка;
5 — уплотняющая прокладка; 6 — кварцевый песок; 7 — прорезь; 8 — шарики олова

Для уменьшения возникающих перенапряжений плавкая вставка имеет по длине прорези, причем их количество зависит от номинального напряжения предохранителя (из расчета 100—150 В на участок между прорезями). Так как вставка сгорает в узких местах, то длинная дуга оказывается разделенной на ряд коротких дуг, суммарное напряжение на которых не превышает суммы катодных и анодных падений напряжения (см. подразд. 4.3). Наполнителем в предохранителях ПН является чистый кварцевый песок (99% SiO₂). Вместо кварца может быть применен мел (CaCO₃), иногда его смешивают с асбестовым волокном. При гашении дуги мел разлагается с выделением углекислого газа CO₂ и CaO — тугоплавкого материала. Реакция происходит с поглощением энергии, что способствует гашению дуги. Иногда применяют для засыпки гипс (CaSO₄) и борную кислоту.

В насыпных предохранителях вместо фарфоровых трубок могут применяться трубки из стеклоткани, пропитанной теплостойкими лаками, из стеатита или литые из пластмасс или изоляционных смол.

Предохранители НПН подобны ПН, но имеют неразборный патрон без контактных ножей и рассчитываются на токи до 60 А. Предельный отключаемый ток в предохранителях ПН-2 достигает 50 кА.

Предохранители серии ПП-31 с алюминиевыми вставками на номинальные токи 63—1000 А (предельный ток отключения до 100 кА при напряжении 660 В) разработаны взамен предохранителей серии ПН-2.

Предохранители серии ПП-17 изготавливаются на токи 500—1000 А, напряжение переменного тока 380 В и постоянного тока 220 В. Предельная отключающая способность их составляет 100—120 кА. Предохранитель состоит из плавкого элемента, помещенного в керамический корпус, заполненный кварцевым песком, указателя срабатывания и свободного контакта. При расплавлении плавкого элемента предохранителя перегорает плавкий элемент указателя срабатывания, освобождая взведенный при сборке указателя боек, который переключает свободный контакт. Последний замыкает цепь сигнализации положения предохранителя.

Быстродействующие предохранители для защиты полупроводниковых приборов ПП-41, ПП-57, ПП-59, ПП-71 выполняются с плавкими вставками

из серебряной фольги в закрытых патронах с засыпкой кварцевым песком. Они рассчитаны на установку в цепях переменного тока напряжением 380—1250 В и постоянного тока 230—1050 В; номинальные токи 100—2000 А, предельные токи отключения до 200 кА. Эти предохранители обладают заметным токоограничивающим действием.

Выбор предохранителей производится'.

напряжению установки $U_{ном} > U_{сети}$;

току нагрузки $I_{ном} \geq I_{норм.расч}$; $k_{пз} I_{ном} \geq I_{прод.расч}$

номинальному току плавкой вставки.

Номинальный ток плавкой вставки выбирается так, чтобы в нормальном режиме и при допустимых перегрузках отключения не происходило, а при длительных перегрузках и КЗ цепь отключалась возможно быстрее. При этом соблюдаются условия избирательности защиты.

Номинальный ток предохранителя согласуется с выбранным номинальным током плавкой вставки.

Предохранители, выбранные по нормальному режиму, проверяются по предельно отключаемому току: $I_{откл.ном} \geq I_{по}$.

Предохранители также проверяются на соответствие время-токовых характеристик токоограничения заданным условиям защищаемой цепи.

Лекция 15.ЗАЗЕМЛЯЮЩИЕ УСТРОЙСТВА

Основные понятия и определения

Как известно, при повреждении изоляции проводников электрической системы относительно земли в месте повреждения возникает ток, значение и продолжительность которого зависят от рабочего заземления сети. В эффективно-заземленных сетях ток в месте замыкания достигает тысяч ампер, но продолжительность его не превышает нескольких десятых долей секунды, поскольку поврежденный участок системы отключается автоматически соответствующей релейной защитой. В сетях незаземленных или заземленных через дугогасящие реакторы ток однофазного замыкания на землю обычно не превышает нескольких десятков ампер, но протекает длительно, поскольку в сетях рассматриваемого вида защита от однофазных замыканий, как правило, отсутствует.

Замыкание на землю возможно в любой точке системы как в пределах станций и подстанций, так и в сетях любого напряжения. От места повреждения ток возвращается к источникам энергии по многим путям — частично по проводникам, частично через землю. В месте перехода тока в

землю, если не предусмотрены особые устройства для проведения тока в землю, возникают значительные потенциалы и градиенты напряжения на поверхности земли, опасные для людей, находящихся вблизи. Объясняется это большим удельным сопротивлением земли, превышающим удельное сопротивление проводниковых материалов во много раз. Для устранения этой опасности на станциях, подстанциях, линиях электропередачи предусматривают заземляющие устройства (ЗУ), назначение которых заключается в снижении потенциалов и градиентов напряжения до приемлемых значений.

Основой ЗУ является заземлитель, представляющий собой систему неизолированных проводников, находящихся в контакте с землей и предназначенных для проведения тока в землю. Контурный проводник заземлителя должен охватывать установку в целом например на электростанциях — главный корпус, вспомогательные сооружения и распределительные устройства. На площадке наружного РУ вдоль рядов оборудования, подлежащего заземлению, укладывают проводники в землю на глубине около 0,5 м. Предусматривают также проводники в поперечном направлении. Таким образом образуется сетка с квадратными или прямоугольными ячейками. Сетку дополняют некоторым числом вертикальных проводников, погружаемых в землю на глубину от 10 до 30 м и располагаемых по периферии сетки (рис. 30.1). К сетке присоединяют предметы, подлежащие заземлению, с помощью коротких проводников, называемых спусками. При такой конструкции заземлителя обеспечивается ограничение потенциалов и градиентов напряжения в зоне распространения тока, следовательно, безопасность для людей, обслуживающих установку и находящихся поблизости от нее.

Заземлитель, специально выполненный для проведения в землю расчетного тока в течение определенного времени, принято называть основным заземлителем в отличие от вспомогательных заземлителей¹ — металлических предметов любого назначения, так или иначе соединенных с

землей, например стальных каркасов зданий, арматуры железобетонных оснований, труб любого назначения, частей гидротехнических сооружений и т. п. Использование вспомогательных заземлителей экономически целесообразно, поскольку они уменьшают сопротивление ЗУ в целом.

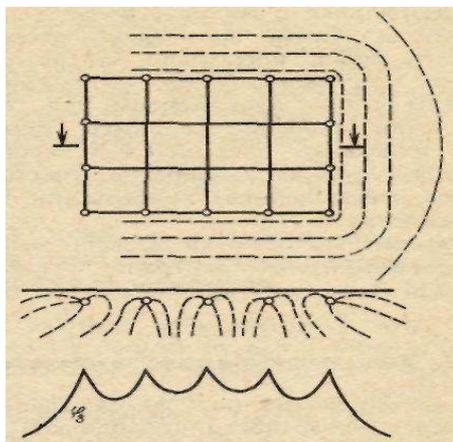


Рис. 1 Заземлитель и его электрическое поле

К основному заземлителю присоединяют:

- вспомогательные заземлители;
- нейтрали генераторов, трансформаторов, подлежащих заземлению в соответствии с принятой системой рабочего заземления;
- разрядники и молниеотводы;
- металлические части электрического оборудования, нормально не находящиеся под напряжением, но могущие оказаться под напряжением при повреждении изоляции, например основания и кожухи электрических машин, трансформаторов, аппаратов, токопроводов, металлические конструкции РУ, ограждения и т. п.;
- вторичные обмотки измерительных трансформаторов, нейтрали обмоток 380/220 В силовых трансформаторов.

Электрическое поле заземлителя

Электрический ток I_z , распространяющийся с поверхности проводников заземлителя в землю, наводит потенциалы в окружающей проводящей среде, в частности на самом заземлителе. Последний приобретает потенциал

$$\varphi_3 = I_3 R_3, \quad (30.1)$$

где R_3 — сопротивление заземлителя. По существу это — сопротивление земли от поверхности проводников до некоторой удаленной эквипотенциальной поверхности, потенциал которой близок к нулю.

На рис. 30.1 показано электрическое поле заземлителя в однородной земле и распределение потенциала φ на поверхности земли. Как видно из рисунка, распределение потенциала далеко неравномерно. Наибольший потенциал имеет место над проводниками сетки. Он несколько меньше потенциала заземлителя. Наименьший потенциал φ_{min} имеет место в середине угловых ячеек сетки. Разность потенциалов

$$\varphi_3 - \varphi_{min} = U_{яmax} \quad (30.2)$$

называют наибольшим напряжением в ячейках сетки. Человек, находящийся в центре угловой ячейки и прикасающийся к заземленному предмету (рис. 30.2), при распространении тока в землю оказывается под некоторым напряжением, получившим название напряжения прикосновения U_n . Последнее меньше напряжения $U_{яmax}$, так как последовательно с человеком включено сопротивление слоя земли под его ступнями.

Максимальный градиент напряжения имеет место за пределами сетки, около контурного проводника. Обозначим максимальное напряжение между двумя точками на поверхности земли, расположенными в этой зоне на расстоянии 1 м друг от друга, через U_{1-2max} (рис. 30.2). Человек, шагающий здесь, при распространении тока в землю оказывается под некоторым напряжением, получившим название напряжения шага $U_{ш}$. Последнее меньше напряжения U_{1-2max} , так как последовательно с человеком включено сопротивление слоя земли под его ступнями (подробнее в § 30.3).

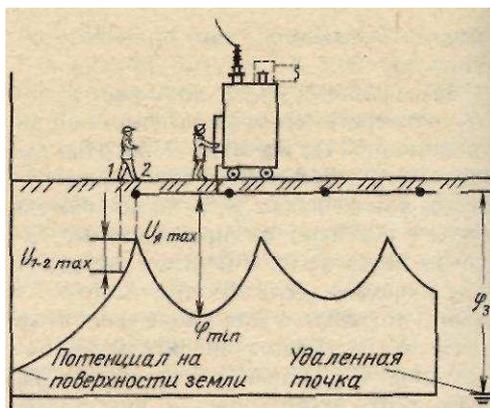


Рис. 30.2. Схема, поясняющая понятия потенциала заземлителя, максимального напряжения в ячейках сетки и максимального напряжения между двумя точками на поверхности земли, расположенными на расстоянии 1 м друг от друга

Напряжения U_{1-2max} и $U_{яmax}$ называют частичными напряжениями, поскольку они составляют часть потенциала заземлителя, достигающего в эффективнозаземленных сетях тысяч вольт. Максимальное его значение не должно превышать 10000 В. Частичные напряжения значительно меньше — они составляют сотни вольт. Напряжение прикосновения и напряжения шага, приложенные к человеку, еще меньше, так как они ограничены последовательно включенными сопротивлениями поверхностного слоя земли под ступнями человека. Во всяком случае, они должны быть меньше допустимых значений, установленных нормами.

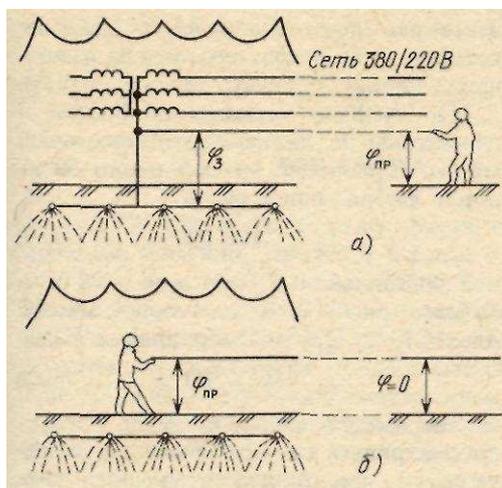


Рис. 30.3. Схемы, поясняющие понятия перенесенных потенциалов:

a — потенциал заземлителя вынесен за пределы установки; b — нулевой потенциал внесен в пределы установки

Лекция 16. Перенесенные потенциалы.

Под перенесенным потенциалом, близким к потенциалу заземлителя, может оказаться человек, находящийся вне установки и прикасающийся к проводнику, присоединенному к заземлителю при распространении с него тока (рис. 30.3, a). Человек, находящийся в пределах установки и прикасающийся к проводнику, заземленному в удаленной точке, при распространении тока с заземлителя (рис. 30.3, b) также оказывается под перенесенным потенциалом, близким к потенциалу заземлителя, а не части его, как при прикосновении к заземленным предметам. Проводниками — переносчиками потенциала — являются нейтральные провода сетей 380/220В, провода линий связи, рельсы железнодорожных путей и др.

Опасность поражения людей перенесенными потенциалами должна быть исключена соответствующим проектированием. Сети 380/220 В не должны выноситься за пределы установки. Для электроснабжения местных потребителей должны быть предусмотрены особые трансформаторы и особые заземлители вне пределов установки. Чтобы обеспечить безопасность прикосновения к аппаратам связи, предусматривают разделительные трансформаторы и нейтрализующие катушки, изоляция которых должна соответствовать потенциалу заземлителя.

Действие электрического тока на человека. Допустимые напряжения. Условия безопасности

Действие электрического тока на человека зависит от его значения, продолжительности и пути, по которому он проходит, а также от физического состояния человека. Наибольшую опасность представляет ток, проходящий через область сердца. Ниже рассмотрено действие на человека переменного тока с частотой 50 Гц и постоянной амплитудой.

Наименьший ток, воспринимаемый человеком, составляет около 1 мА. Этот ток называют порогом чувствительности. Ток от 1 до 6 мА вызывает боль и непроизвольное сокращение мышц, однако человек не теряет способности отпустить предмет, через который ток входит в руку. При дальнейшем увеличении тока человек теряет эту способность: он не может освободиться от предмета, который он держит. Наибольший ток, при котором подавляющее большинство людей способно освободиться от предмета, который они держат, называется порогом отпускания. Американским институтом инженеров-электриков этот порог установлен равным 9 мА [30.1]. При этом напряжение, приложенное от руки к ногам, составляет 10,2 В. Следовательно, сопротивление человека в рассматриваемых условиях составляет $10,2/0,009 = 1130$ Ом. В СССР порог отпускания принят равным 6 мА при напряжении 36 В и сопротивлении человека 6000 Ом.

При дальнейшем увеличении тока сокращение мышц распространяется от рук к грудной клетке, вследствие чего дыхание сначала затрудняется и затем становится невозможным. Если не прервать ток в течение нескольких минут человек теряет сознание и умирает от удушья. Однако при своевременном разрыве цепи тока дыхание восстанавливается или может быть восстановлено искусственными приемами. Никаких опасных последствий при этом не наблюдается.

Ток порядка 100 мА при продолжительности, не превышающей нескольких секунд, т. е. времени слишком малом, чтобы нарушение дыхания представлялось опасным, вызывает вентрикулярную фибрилляцию сердца, т. е. нарушение нормального ритма сердца. Это состояние характеризуется некоординированными, асинхронными сокращениями мышечной фибриллярной ткани сердца вместо нормальных координированных сокращений. Фибрилляция является следствием ненормальных побуждений сердца, но не повреждения его. В состоянии фибрилляции сердце трепещет, а

не бьется. Оно не прослушивается в стетоскоп. Прекращается циркуляция крови, и смерть наступает в течение нескольких минут.

Если фибрилляция возникла, она не прекратится сама. Искусственное дыхание здесь неэффективно. Единственный способ восстановить нормальную работу сердца заключается в своевременном и умелом контроле затухающим током постоянного направления с помощью особого аппарата — дефибриллятора. Однако такая возможность в практике эксплуатации электрических установок отсутствует. Поэтому возможность возникновения фибрилляции сердца должна быть исключена соответствующим проектированием ЗУ.

Порог фибрилляции, т. е. наибольший ток, который не вызывает фибрилляции сердца у значительного большинства людей, является функцией продолжительности воздействия и может быть определен [30.2] из следующего выражения:

$$I_{\phi}^2 t = K, \quad (30.3)$$

где I_{ϕ} — порог фибрилляции — действующее значение тока с постоянной амплитудой и частотой 50 Гц, А; t — продолжительность прохождения тока, с; K — некоторая постоянная, $A^2 \cdot c$, значение которой установлено опытами на животных (свиньях, собаках, телятах, овцах). Полученные значения обобщены и перенесены на людей соответствующей массы. Для людей массой около 50 кг порог фибрилляции равен

$$I_{\phi} = 0,116/\sqrt{t}, \quad (30.4)$$

что составляет 116 мА при $t = 1$ с и 367 мА при $t = 0,1$ с; для людей массой около 70 кг порог фибрилляции равен

$$I_{\phi} = 0,157/\sqrt{t}. \quad (30.5)$$

Выражения (30.4) и (30.5) следует рассматривать как приближенные, справедливые при продолжительности тока от 0,03 до 3 с.

В отечественной практике пороговые значения тока фибрилляции приняты несколько отличными от указанных выше. Соответственно с этим нормированные значения допустимых напряжений несколько отличаются от указанных.

Расчетное время t следует принять равным времени действия релейной защиты и времени отключения выключателя. При быстродействующих выключателях это составляет приблизительно 3—4 периода, или 0,06 — 0,08 с. Принимая во внимание возможность второго шока при АПВ, следует расчетное время удвоить и принять его равным примерно 0,15 с.

Допустимые напряжения. При проектировании ЗУ пользуются понятиями допустимых напряжений прикосновения и шага, под которыми понимают предельные значения этих напряжений. Допустимые напряжения определены умножением соответствующих пороговых значений тока на сопротивление человека.

Сопротивление человека можно считать активным. Оно не одинаково при прохождении тока от руки к ногам и от ноги к ноге и составляет от 500 до 6000 Ом в зависимости от напряжения. Международной электротехнической комиссией (МЭК) рекомендованы следующие наименьшие значения сопротивления человека при 50 Гц и пути тока рука — ноги как функции напряжения прикосновения:

Напряжение прикосновения.

В.....25 50 250 Более 250

Сопротивление человека.

Ом.....2500 2000 1000 650

В СССР приняты несколько отличные значения, а именно: при 50 В и выше -1000 Ом, при 36 В и ниже-6000 Ом. Руководствуясь этими значениями, в СССР нормированы (ГОСТ 12.10.08-82) допустимые

напряжения прикосновения и шага для ЗУ в эффективно-заземленных сетях в зависимости от продолжительности воздействия:

Продолжительность

t, с . . . До 0,1 0,2 0,5 0,7 1,0 Свыше 1,0 до 5,0

Допустимое напряжение

U_{доп}, В 500 400 200 130 100 65

Зависимость $U_{доп}(t)$ показана на рис. 30.4. Для сопоставления там же показаны допустимые напряжения, принятые Американским институтом инженеров-электриков. Как видно из рисунка, при $t =$ от 0,1 до 0,5 с они близки.

Опасность шагового напряжения значительно меньше опасности напряжения прикосновения, так как ток не проходит через область сердца, как при прикосновении к заземленным предметам. Кроме того, в первом случае ток через человека ограничивается большим сопротивлением земли под ступнями, чем во втором. Однако необходимо принять во внимание следующее:

под действием шагового напряжения, воспринимаемого болезненно, человек может упасть, что вызовет ток через грудную клетку и область сердца;

КЗ может произойти, когда человек работает на четвереньках.

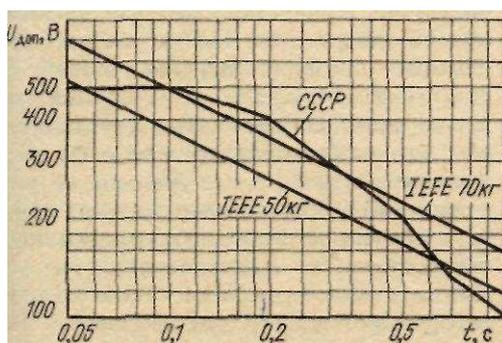


Рис. 30.4. Допустимые напряжения прикосновения и шага как функции времени прохождения тока для ЗУ в эффективно-заземленных сетях

Учитывая эти соображения, а также то, что случаи поражения людей шаговыми напряжениями имели место, допустимые напряжения прикосновения и шага для ЗУ в эффективно-заземленных сетях приняты одинаковыми.

Допустимое напряжение прикосновения для сетей незаземленных и заземленных через дугогасящие реакторы установлено равным 3,6 В. При этом ток через человека не превысит 6 мА, что соответствует порогу отпускания.

Условия безопасности в зоне заземляющих устройств.

Для определения условий безопасности при распространении тока в землю необходимо учесть защитное действие слоя земли под ступнями человека. Рассмотрим цепи тока через человека при прикосновении его к заземленным предметам (рис. 30,5, а), и через человека, шагающего в зоне распространения тока (рис. 30,5,б). Значение тока в первом случае определяется максимальным напряжением в ячейках сетки $U_{яmax}$, во втором случае— максимальным напряжением между двумя точками на поверхности земли за пределами сетки U_{1-2max} . Сопротивление цепи в первом случае равно $R_1 = R_{ч} + R_c/2$, во втором случае $R_2 = R_{ч} + 2R_c$, где R_c — сопротивление растеканию тока от ступни человека в землю, которое можно приближенно принять равным сопротивлению металлического диска радиусом $a = 8$ см, положенного на поверхность земли:

$$R_c = \frac{\rho_c}{4a} = \frac{\rho_c}{4 \cdot 0,08} \approx 3\rho_c \quad (30.6)$$

где ρ_c — удельное сопротивление верхнего слоя земли.

Полные сопротивления цепей соответственно равны

$$\left. \begin{aligned} R_1 &= R_{ч} + 1,5\rho_c \\ R_2 &= R_{ч} + 6\rho_c \end{aligned} \right\} \quad (30.7)$$

Токи через человека:

$$\left. \begin{aligned} I_{ч1} &= \frac{U_{яmax}}{(R_{ч} + 1,5\rho_c)} \\ I_{ч2} &= \frac{U_{1-2max}}{(R_{ч} + 6\rho_c)} \end{aligned} \right\} \quad (30.8)$$

Введем следующие обозначения:

$$\left. \begin{aligned} U_{яmax}/\varphi_3 &= \alpha_{п}; \\ U_{1-2max}/\varphi_3 &= \alpha_{ш}; \end{aligned} \right\} \quad (30.9)$$

$$\left. \begin{aligned} \frac{R_{ч}}{R_{ч} + 1,5\rho_c} &= \beta_{п}; \\ \frac{R_{ч}}{R_{ч} + 6\rho_c} &= \beta_{ш}; \end{aligned} \right\} \quad (30.10)$$

где $\alpha_{п}$ и $\alpha_{ш}$ — коэффициенты напряжения прикосновения и напряжения шага, значения которых находятся приблизительно в пределах от 0,1 до 0,8 в зависимости от конструкции заземлителя;

$\beta_{п}$ и $\beta_{ш}$ — коэффициенты снижения напряжения прикосновения и напряжения шага, зависящие от удельного сопротивления верхнего слоя земли (подробнее см. ниже).

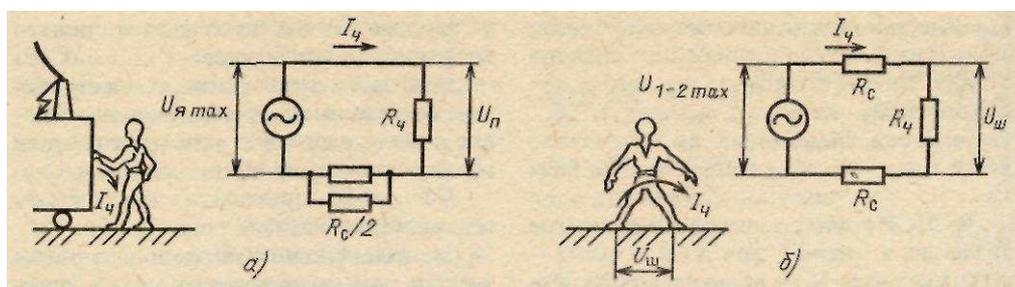


Рис. 30.5. Схемы, поясняющие условия безопасности в зоне ЗУ:

а — при прикосновении человека к заземленным предметам; *б* — для человека, шагающего в зоне распространения тока в землю

Напишем условие безопасности прикосновения человека к заземленным предметам в зоне ЗУ в эффективно-заземленной сети (рис. 30.5,а):

$$\begin{aligned} U_{п} &= U_{яmax} - I_{ч}1,5\rho_c = \\ &= I_{3}R_{3}\alpha_{п}\beta_{п} \leq U_{доп}; \end{aligned} \quad (30.11)$$

то же для человека, шагающего в зоне распространения тока (рис. 30.5,б):

$$\begin{aligned} U_{ш} &= U_{1-2max} - I_{ч}6\rho_c = \\ &= I_{3}R_{3}\alpha_{ш}\beta_{ш} \leq U_{доп}; \end{aligned} \quad (30.12)$$

где $I_{ч}$ — ток через человека согласно (30.8); $U_{дон}$ — допустимое напряжение, определяемое ГОСТ (см. выше).

Условия безопасности в зоне ЗУ в сетях незаземленных и заземленных через дугогасящие реакторы следует написать аналогично.

Однако допустимое напряжение составляет только 36 В, т. е. значительно меньше допустимых напряжений в эффективно-заземленных сетях.

Вероятность травмирования человека электрическим током.

При нормировании и проектировании ЗУ учитывают вероятность травмирования человека электрическим током. Известно, что ни в одной области техники и вообще в жизни нельзя обеспечить полной безопасности для людей. В частности, нельзя полностью исключить соприкосновение людей с опасными напряжениями всюду, всегда и при всех условиях. Поэтому задачу обеспечения безопасности в зоне ЗУ следует понимать в смысле уменьшения вероятности возникновения условий, при которых человек подвергается опасности травмирования электрическим током. Ниже приведены условия, при совпадении которых возможно травмирование:

- 1) замыкание в таком месте электрической системы и при таких условиях, при которых ток, распространяющийся в землю, достигает расчетного значения;
- 2) неблагоприятное состояние земли, например большая влажность верхнего слоя, удельное сопротивление которого определяет значение коэффициента $\beta_{п}$;
- 3) присутствие человека в таком месте и в таком положении, что он оказывается под опасным напряжением;
- 4) отсутствие дополнительных сопротивлений (обуви, рукавиц), включенных последовательно с человеком и ограничивающих ток;
- 5) продолжительность воздействия тока, достаточная для травмирования при рассматриваемых условиях.

Относительная малочисленность случаев травмирования людей при соприкосновении с заземленными частями оборудования по сравнению с количеством несчастных случаев, вызванных другими причинами, объясняется в значительной степени малой вероятностью совпадений необходимых для этого условий. Тщательным проектированием ЗУ вероятность соприкосновения с опасными напряжениями может быть резко уменьшена.

Характеристики земли

Термин земля означает верхний слой земной коры, по которому проходит 50-периодный ток. Основные вещества, из которых состоит земля,— окись кремния и окись алюминия — практически не проводят ток. Проводимость земли объясняется наличием влаги между частицами окислов и растворенных в ней солей. Таким образом, земля обладает электролитической проводимостью.

Удельное сопротивление земли зависит от механического состава (размеров зерен, плотности породы), содержания влаги и солей, температуры. Размер зерен определяет пористость и способность к удержанию влаги, а также плотность соприкосновения с металлом заземлителя. Глины и мел имеют мелкое зерно и относительно небольшое удельное сопротивление, песок и камень — более крупное зерно и более высокое удельное сопротивление. Чем больше возраст породы и ее плотность, тем больше удельное сопротивление. Удельное сопротивление земли очень велико. Оно снижается по мере увеличения содержания влаги (при постоянной температуре). Повышение температуры при постоянной влажности приводит к уменьшению удельного сопротивления земли, что характерно для электролитов. При температуре 0°С происходит резкое изменение удельного сопротивления земли. Увеличение содержания солей приводит к уменьшению удельного сопротивления. Ниже приведены значения удельного сопротивления различных пород, Ом • м:

Глина, меловой песок	10 —60 и выше
Суглинок	40 —150 и выше
Супесок.....	150 — 400 и выше
Песок.....	От 400-700 до нескольких тысяч
Крупнозернистый песок, гравий, щебень.....	1000—10000 и выше
Гранит, гнейс, сланец, базальт	От 1000 до нескольких десятков тысяч
Речная вода.....	5-100 и выше
Морская вода.....	0,2—1,0 и выше

Бетон в сухом состоянии является хорошим изолятором. Однако бетон, закопанный в землю, имеет удельное сопротивление, не превышающее нескольких сотен ом-метров, что объясняется проникновением влаги. В зимнее время влага замерзает и удельное сопротивление бетона резко увеличивается. В последнее время освоено производство специальных видов бетона, в том числе проводящего бетона, получившего название бетэла. Он может быть использован при сооружении фундаментов под оборудование и опоры. В этом случае эффективность их в качестве вспомогательных заземлителей возрастает.

Земля обычно неоднородна по своему составу и содержанию влаги; ее удельное сопротивление изменяется при перемещении по горизонтали и в глубину.

Методы измерения удельного сопротивления земли.

Наилучшим методом измерения удельного сопротивления больших объемов земли без нарушения ее строения является метод четырех точек. Теоретическое обоснование этого метода заключается в следующем.

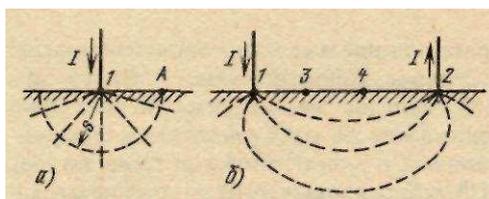


Рис. 30.6. К пояснению метода четырех точек:

a — распространение тока с точечного электррода, когда второй электрод удален; *b* — то же, но когда второй электрод расположен вблизи от первого

Допустим, что земля однородна. Представим себе, что на поверхности земли имеется точечный электрод 1 и по нему в землю поступает ток I (рис. 30.6, *a*), а второй электрод, по которому ток выходит из земли, настолько удален, что его влиянием можно пренебречь. При этих условиях ток распространяется во всех направлениях. Плотность тока на полусфере с радиусом s равна $\delta = I/(2\pi s^2)$, а напряженность электрического поля в радиальном направлении составляет

$$E = \delta \rho = \frac{\rho I}{2\pi s^2}, \quad (30.13)$$

где ρ — удельное сопротивление земли. Потенциал в точке A на поверхности земли на расстоянии s от электрода равен

$$\varphi_A = \int_s^\infty E ds = \frac{\rho I}{2\pi s}. \quad (30.14)$$

Отношение потенциала к току представляет собой взаимное сопротивление электрода и рассматриваемой точки:

$$R_{1-s} = \frac{\rho}{2\pi s}. \quad (30.15)$$

Допустим теперь, что второй электрод находится на относительно небольшом расстоянии от первого (рис. 30.6, б). В этом случае потенциал в точке 3 на поверхности земли равен

$$\varphi_3 = \frac{\rho I}{2\pi} \left(\frac{1}{s_{1-3}} - \frac{1}{s_{2-3}} \right),$$

где s_{1-3} и s_{2-3} — соответственно расстояния между точками 1—3 и 2 — 3. Аналогично потенциал точки 4 равен

$$\varphi_4 = \frac{\rho I}{2\pi} \left(\frac{1}{s_{1-4}} - \frac{1}{s_{2-4}} \right).$$

Напряжение между точками 3 и 4 равно

$$U_{3-4} = \varphi_3 - \varphi_4 = \frac{\rho I}{2\pi} \left(\frac{1}{s_{1-3}} - \frac{1}{s_{2-3}} - \frac{1}{s_{1-4}} + \frac{1}{s_{2-4}} \right).$$

Если точки 1—4 расположены на прямой и на равных расстояниях (рис. 30.7), напряжение между точками 3 и 4 равно

$$U_{3-4} = \frac{\rho I}{2\pi s}.$$

Отношение напряжения U_{3-4} к току I представляет собой взаимное сопротивление R участков цепи 1—2 и 3 — 4.

Удельное сопротивление земли может быть определено из выражения

$$\rho = 2\pi s R. \quad (30.16)$$

Таким образом, измерение удельного сопротивления земли сводится к измерению взаимного сопротивления участков цепи между двумя парами

электродов, установленных на прямой на равных расстояниях друг от друга. Источник ЭДС присоединяют к наружной паре электродов 1—2, а напряжение измеряют у внутренней пары 3—4. Полученное из опыта взаимное сопротивление R следует умножить на $2ns$.

Схема на рис. 30.7 обладает свойством взаимности. Это означает, что результаты измерения не изменятся, если источник ЭДС присоединить к электродам 3 — 4, а напряжение измерять между электродами 1 — 2. В качестве электродов используют небольшие стержни, глубина заложения которых не должна превышать 0,10-0,15 м.

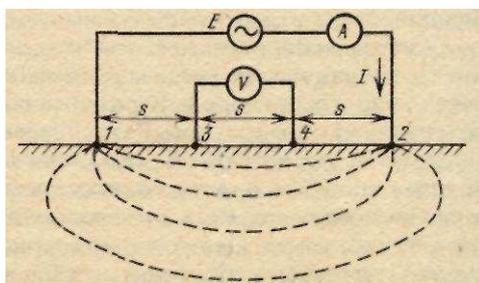


Рис. 30.7. Схема для измерения удельного сопротивления земли методом четырех точек

Удельное сопротивление земли измеряют также с помощью специальных приборов. Наиболее совершенным является измерительный прибор типа Ф4103 [30.3], в который встроены источник постоянного тока, преобразователь постоянного тока в стабилизированный переменный ток с частотой 280 Гц и оригинальная измерительная система, позволяющая измерять сопротивления в пределах от 0,03 до 1000 Ом с большой точностью. Достоинство прибора заключается в том, что он обеспечивает защиту от помех.

Выражение (30.16) получено в предположении однородной земли. В этом случае ρ не зависит от расстояния s . Однако при измерении удельного сопротивления обычно обнаруживают, что последнее изменяется по мере увеличения расстояния между электродами. Это указывает на то, что

удельное сопротивление изменяется с глубиной, так как при малом расстоянии между электродами большая часть тока проходит близ поверхности земли, в то время как при большом расстоянии между электродами ток проникает глубже. В этих условиях удельное сопротивление, вычисленное из выражения (30.16), принято называть кажущимся удельным сопротивлением ρ_k при расстоянии между электродами s . По мере увеличения расстояния между электродами кажущееся удельное сопротивление уменьшается или увеличивается — в зависимости от относительного удельного сопротивления нижних слоев.

При исследовании земли на площадке сооружаемой установки следует выполнить ряд измерений из нескольких центров и в нескольких направлениях. Такое исследование получило название вертикального электрического зондирования (ВЭЗ). Расстояние между электродами изменяют с 2 — 3 до 30—60 м, пока, значения ρ_k не стабилизируются. По результатам измерений строят кривые $\rho_k(s)$ в логарифмическом масштабе для каждого центра и каждого направления. Результаты зондирования на одной площадке, но из разных центров и в разных направлениях обычно несколько различаются. Поэтому их усредняют и получают одну характеристику $\rho_k(s)$ для рассматриваемой площадки. Затем производят интерпретацию результатов электрического зондирования, т. е. их истолкование или отыскание упрощенной схемы строения земли, близкой к действительной. Строение земли, как правило, слоистое. Полученная в результате зондирования характеристика $\rho_k(s)$ позволяет определить число слоев, их толщину и удельное сопротивление. Для этого пользуются диаграммами, построенными на основании аналитических расчетов для двухслойной и трехслойной земли. Они получили название палеток. В качестве примера на рис. 30.8 приведена палетка для двухслойной земли. По оси абсцисс отложено I отношение s/H , где H — толщина верхнего слоя; по оси ординат отложено отношение ρ_k/ρ_1 , где ρ_1 — удельное сопротивление верхнего слоя. Отношение ρ_2/ρ_1 принято в качестве параметра. Полученную из опыта характеристику $\rho_k(s)$, построенную

на кальке в логарифмическом масштабе (длина логарифмической единицы должна совпадать с соответствующей длиной на палетке), накладывают на палетку, сохраняя параллельность осей и добиваясь совпадения с одной из кривых палетки. Когда это достигнуто, можно определить толщину H и удельное сопротивление ρ_1 верхнего слоя следующим образом. Вертикальная линия на палетке, соответствующая абсциссе 1,0, отсчет на этой оси диаграммы отрезок, равный толщине H верхнего слоя, м. Горизонтальная линия на палетке, соответствующая ординате 1,0, отсчет на оси ординат диаграммы отрезок, равный удельному сопротивлению ρ_1 верхнего слоя, Ом • м. Удельное сопротивление нижнего слоя можно определить, зная отношение ρ_2/ρ_1 для выбранной кривой палетки.

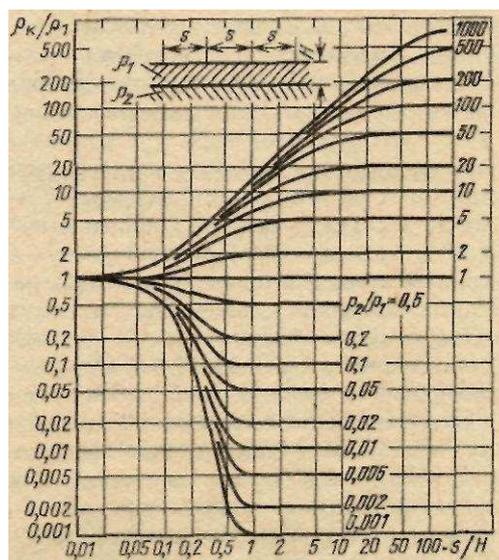


Рис. 30.8. Палетка для двухслойной земли

Таким образом, с помощью соответствующих палеток можно определить параметры двухслойной и многослойной земли. Условно принимают, что нижний слой уходит в бесконечность.

Приведение параметров многослойной земли к расчетным условиям.

Удельное сопротивление верхнего слоя земли толщиной около 2 м изменяется в течение года в широких пределах: мороз и засуха увеличивают удельное сопротивление, дожди уменьшают его. Этот слой с изменяющимся удельным сопротивлением называют слоем сезонных изменений. Для СССР установлены три климатические зоны, характеризуемые средней многолетней низшей температурой воздуха (январь), средней многолетней высшей температурой воздуха (июль) и средней продолжительностью ледостава. Соответственно установлена толщина слоя сезонных изменений для каждой зоны в пределах от 1,2 до 2,4 м. Для проектирования заземлителей необходимо определить расчетные условия, а именно: максимальное и минимальное значения удельного сопротивления слоя сезонных изменений. Они могут быть определены с помощью системы поправочных коэффициентов, зависящих от климатической зоны и влажности земли при зондировании. Так, например, если зондирование производилось летом в условиях сильной, средней или пониженной влажности, максимальное удельное сопротивление слоя сезонных изменений, возможное в будущем при неблагоприятных условиях (зимой), может быть определено умножением удельного сопротивления на соответствующий коэффициент. Аналогично можно определить минимальное удельное сопротивление слоя сезонных изменений, возможное в будущем в благоприятных условиях при большой влажности (подробнее см. [30.4]).

Приведение многослойной земли к эквивалентной двухслойной.

Расчет сложного заземлителя в многослойной земле является практически неразрешимой задачей. Однако заменить многослойную землю эквивалентной однородной невозможно, так как сопротивление заземлителя зависит от удельного сопротивления как верхних, так и нижних слоев, а напряжение прикосновения определяется удельным сопротивлением верхнего слоя. Двухслойная земля является простейшей схемой, заменяющей многослойную землю. Поэтому если интерпретация результатов ВЭЗ и

последующее приведение земли к расчетным условиям показывают, что число слоев равно трем и более, необходимо исходную многослойную землю привести к эквивалентной двухслойной с параметрами ρ_1 , ρ_2 и γ , при которых заземлитель обладает такой же электрической характеристикой, что и исходная многослойная схема. Поскольку метод приведения многослойной земли к эквивалентной двухслойной [30.5] здесь не изложен, ниже при расчете заземлителей принимается, что многослойная земля уже приведена к эквивалентной двухслойной.

Определение расчетного тока для заземлителя

Для проектирования ЗУ необходимо определить наибольший ток, распространяющийся с заземлителя. Он зависит прежде всего от рабочего заземления сети.

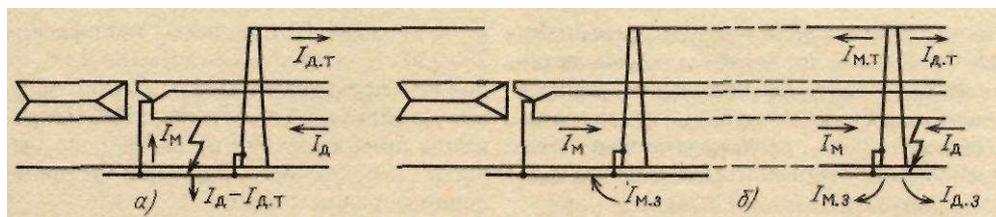


Рис.30.9. Схема к определению расчетного тока для проектирования заземлителя: а — замыкание в пределах установки; б — замыкание за пределами установки

Расчетный ток для ЗУ в эффективно-заземленной сети.

Расчетным является случай однофазного КЗ, поскольку при этом ток нулевой последовательности имеет наибольшее значение. Ток I_k в месте повреждения складывается из тока I_m от местных генераторов и тока I_d от станций системы. От места повреждения ток I_k возвращается к нейтралям трансформаторов по многим путям. Для расчета заземлителя станции необходимо

определить наибольший ток I_3 , распространяющийся через него в землю [30.6].

При повреждении в пределах станции (рис. 30.9, а) составляющая тока I_M возвращается к нейтралю повышающих трансформаторов по проводникам заземлителя, не проникая в землю. Составляющая тока I_D от удаленных станций системы возвращается в сеть частично через землю, частично по защитным тросам. Таким образом, через заземлитель станции в землю проходит ток

$$I_3 = I_D - I_{ДТ}, \quad (30.17)$$

где $I_{ДТ}$ — ток, возвращающийся по тросам.

При повреждении за пределами станции (рис. 30.9,б) составляющая тока I_D , из системы возвращается в сеть частично через землю $I_{ДЗ}$ частично — по тросу $I_{ДТ}$. Составляющая тока I_M от местных генераторов возвращается к нейтралю повышающих трансформаторов частично по защитному тросу $I_{МТ}$, частично — через заземлитель опоры, землю и заземлитель станции $I_{МЗ}$. При повреждении вблизи станции большая часть тока I_M возвращается к станции по защитному тросу. При повреждении вдали от станции ток I_M мал, поскольку он ограничен сопротивлением линии. Поэтому в большинстве случаев ток I_3 через заземлитель станции имеет максимальное значение при повреждении в пределах станции и определяется выражением (30.17). Таким образом, расчетный ток I_3 заземлителя значительно меньше тока I_K в месте повреждения.

Расчетный ток для ЗУ в сетях незаземленных и заземленных через дугогасящие реакторы.

Согласно ПУЭ в качестве расчетного тока для заземлителя принимается:

в сетях незаземленных — полный ток замыкания на землю;

в сетях с дугогасящими реакторами для ЗУ, к которым присоединены дугогасящие реакторы,—ток, равный 125% номинального тока реактора;

для ЗУ, к которым не присоединены дугогасящие реакторы,—остаточный ток замыкания на землю при отключенном наиболее мощном реакторе.

Нормирование заземляющих устройств

Нормы на заземляющие устройства устанавливают требования, которым они должны удовлетворять. Основными являются требования, определяющие условия электробезопасности. Действующие в настоящее время нормы, установленные еще в 1975 г., формулируют эти требования двояко.

Первая норма, а) В эффективнозаземленных сетях электробезопасность считается обеспеченной, если потенциал заземлителя не превышает 10000 В, а результирующее сопротивление заземлителя в любое время года не превышает 0,5 Ом. Эти условия обязательны независимо от тока, подлежащего проведению в землю, и его продолжительности. Дополнительно регламентирован ряд требований, относящихся к конструкции заземлителя (ПУЭ, § 1.7.51).

б) В сетях незаземленных и заземленных через дугогасящие реакторы электробезопасность считается обеспеченной при следующих условиях: для ЗУ, используемых только для электроустановок 6 — 35 кВ, потенциал заземлителя не должен превышать 250 В, а его сопротивление определяется из выражения

$$R_3 = 250/I_3,$$

но не более 10 Ом; для ЗУ, используемых одновременно и для заземления сетей вторичного напряжения 380/220 В, потенциал заземлителя не должен превышать 125 В, а его сопротивление определяется из выражения

$$R_3 = 125/I_3,$$

но не более 4 Ом. Меньший потенциал в последнем случае объясняется необходимостью ограничить потенциал нейтрального провода в сетях 380/220 В и всей системы зануления (см. § 30.8).

Дополнительно регламентирован ряд требований, относящихся к конструкции заземлителя (ПУЭ, §§ 1.7.70-1.7.72).

Вторая норма, а) В эффективно-заземленных сетях электробезопасность считается обеспеченной, если потенциал заземлителя не превышает 10 000 В, а напряжения прикосновения и шага в любое время года не превышают допустимых значений (см. § 30.3). Сопротивление заземлителя не нормируется. Дополнительно регламентирован ряд требований к конструкции заземлителя (ПУЭ § 1-7.52);

б) в сетях незаземленных и заземленных через дугогасящие реакторы электробезопасность считается обеспеченной при следующих условиях:

для ЗУ, используемых только для электроустановок 6 — 35 кВ, потенциал заземлителя не должен превышать 250 В;

для ЗУ, используемых одновременно и для сетей вторичного напряжения 380/220 В, потенциал заземлителя не должен превышать 125 В. Сопротивление заземлителей не нормируется. Напряжение прикосновения не должно превышать допустимого значения, установленного равным 36 В.

Выполнение одной из указанных норм освобождает от выполнения второй нормы. Выбор первой или второй нормы при проектировании и выполнении ЗУ оставлен на усмотрение проектирующей организации.

В настоящее время общепризнано [30.7], что выполнение ЗУ в соответствии со второй нормой обеспечивает большую безопасность и большую экономичность.

Расчет заземлителей

Расчитать заземлитель — это значит определить при заданном токе потенциалы в любых точках пространства, в частности потенциал заземлителя, а также потенциалы в характерных точках поверхности земли. Предполагается при этом, что схема заземлителя и его размеры заданы, строение земли и ее параметры известны.

С заземлителя в землю распространяется 50-периодный ток. Распределение этого тока в земле вблизи заземлителя определяется в основном активным сопротивлением земли. Электродвижущие силы, индуцированные в контурах тока, ничтожно малы. Поэтому при определении потенциалов вблизи заземлителя ими пренебрегают и ведут расчет, как при постоянном токе. Таким образом, электрическое поле заземлителя можно рассматривать как поле стационарных токов в проводящей среде. По аналогии с электростатическим полем в диэлектрике принимают, что линии тока уходят с поверхности заземлителя в бесконечность. Потенциал бесконечно удаленных точек принимают равным нулю. В действительности линии тока не уходят в бесконечность, а собираются у заземлителей других установок рассматриваемой сети. Однако это мало влияет на распределение тока около заземлителя и на его сопротивление, так как большая часть этого сопротивления сосредоточена вблизи заземлителя.

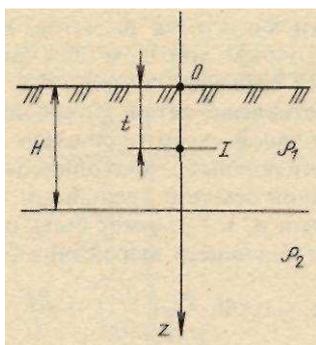


Рис. 30.10. Точечный источник тока в двухслойной земле; цилиндрическая система координат

При расчете заземлителей в двухслойной земле используют для потенциала в любой точке пространства от тока, распространяющегося с точечного электрода, выражения, полученные из уравнений Лапласа в цилиндрических координатах [30.8, 30.9]. Соответствующая схема приведена на рис. 30.10. Ось z направлена вниз через источник' тока. Начало координат совпадает с поверхностью земли.

Если точечный электрод с током I расположен в верхнем слое (координаты $z = t, s = 0$), потенциал в произвольной точке A с координатами z и s , расположенной в том же слое, равен

$$\varphi_{11} = \frac{\rho_1 I}{4\pi} \left\{ \sum_{n=0}^{n=\infty} \left[\frac{k^n}{\sqrt{s^2 + (z + 2Hn + t)^2}} + \frac{k^n}{\sqrt{s^2 + (z - 2Hn - t)^2}} \right] + \sum_{n=1}^{n=\infty} \times \left[\frac{k^n}{\sqrt{s^2 + (z + 2Hn - t)^2}} + \frac{k^n}{\sqrt{s^2 + (z - 2Hn + t)^2}} \right] \right\}, \quad (30.18)$$

где $k = (\rho_2 - \rho_1)/(\rho_2 + \rho_1)$ — коэффициент, характеризующий удельное сопротивление земли, абсолютное значение этого коэффициента меньше единицы; n — число слагаемых, определяющих точность расчета.

Если точечный электрод расположен в нижнем слое, а точка A — в верхнем, то

$$\varphi_{12} = \frac{\rho_1 I}{4\pi} (1+k) \sum_{n=0}^{n=\infty} \left[\frac{k^n}{\sqrt{s^2 + (z - 2Hn - t)^2}} + \frac{k^n}{\sqrt{s^2 + (z + 2Hn + t)^2}} \right]. \quad (30.19)$$

Если точечный электрод расположен в верхнем слое, а точка A — в нижнем, то

$$\varphi_{21} = \frac{\rho_1 I}{4\pi} (1+k) \sum_{n=0}^{n=\infty} \left[\frac{k^n}{\sqrt{s^2 + (z + 2Hn + t)^2}} + \frac{k^n}{\sqrt{s^2 + (z + 2Hn - t)^2}} \right]. \quad (30.20)$$

Наконец, если точечный электрод и точка A расположены в нижнем слое, то

$$\varphi_{22} = \frac{\rho_2 I}{4\pi} \left[\frac{1}{\sqrt{s^2 + (z - t)^2}} - \frac{k}{\sqrt{s^2 + (z - 2Hn + t)^2}} + (1 + k^2) \sum_{n=0}^{n=\infty} \frac{k^n}{\sqrt{s^2 + (z + 2Hn + t)^2}} \right]. \quad (30.21)$$

Этим выражениям соответствуют схемы (рис. 30.11) с бесконечным числом фиктивных источников тока в однородной земле. В численных расчетах суммируют конечное число членов ряда. Это число выбирают в соответствии с требуемой точностью.

Собственное сопротивление проводника, расположенного в верхнем или нижнем слое и не пересекающего границу раздела, может быть определено суммированием потенциалов, образуемых на проводнике токами, распространяющимися с него самого и его зеркальных изображений, согласно схеме на рис. 30.11.

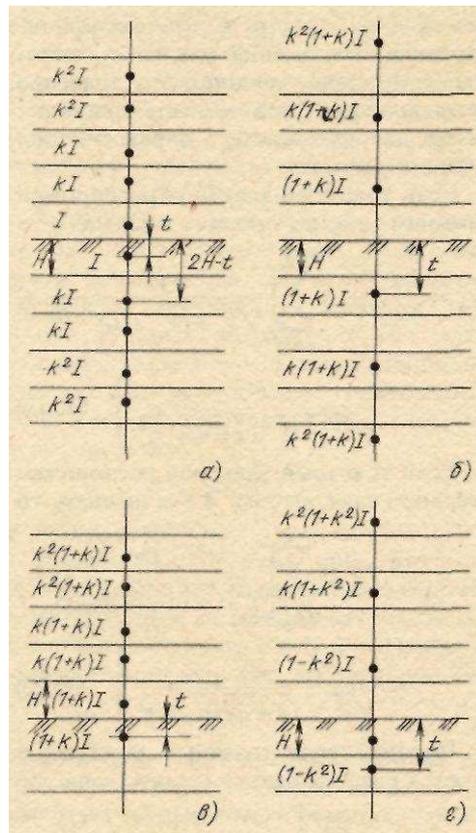


Рис. Схемы с фиктивными источниками тока в двухслойной земле:

a — точечный электрод и точка *A* расположены в верхнем слое; *б* — точечный электрод расположен в нижнем слое, а точка *A* — в верхнем; *в* — точечный электрод расположен в верхнем слое, а точка *A* — в нижнем; *г* — точечный электрод и точка *A* расположены в нижнем слое

Если проводник пересекает границу раздела двух сред, задача усложняется, так как распределение тока между частями проводника неизвестно. В этом случае принимают, что линейная плотность тока, распространяющегося с частей проводника, обратно пропорциональна удельному сопротивлению среды. Аналитические расчеты заземлителей в неоднородной земле могут быть выполнены только с помощью ЭВМ. Чтобы облегчить работу проектировщика, предложены приближенные выражения для сопротивлений, которые получены путем обработки множества расчетов, выполненных точным методом для типовых схем. Они приведены ниже.

Сопротивление сетки.

Сопротивление прямоугольной сетки площадью A , м^2 , без вертикальных проводников при двухслойной земле с удельными сопротивлениями ρ_1 и ρ_2 может быть определено из следующего выражения [30.10]:

$$R_s = 0,866 \frac{\rho_2}{\sqrt{A}} \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^g + \frac{\rho_1}{L}, \quad (30.22)$$

где $g = 2H/\sqrt{A}$; L — общая длина проводников.

Множитель $(\rho_1/\rho_2)^g$, найденный экспериментально, уточняет влияние верхнего слоя земли в соответствии с его толщиной. Из приведенного выражения видно, что сопротивление сетки зависит в основном от линейного размера \sqrt{A} и удельных сопротивлений земли. Общая длина проводников L влияет в меньшей мере. Влияние глубины заложения сетки h и диаметра проводников незначительно, и в приближенных расчетах им пренебрегают. Сопоставление результатов расчета по выражению (30.22) с точным расчетом показывает, что погрешность незначительна при условии, что отношение $H/\sqrt{A} < 0,4$. При $H/\sqrt{A} \geq 1$ следует исходить из предположения, что земля однородна.

Сопротивление сетки, дополненной вертикальными проводниками.

Сопротивление сложного заземлителя, состоящего из сетки и ряда вертикальных проводников, может быть определено из следующего выражения [30.11]:

$$R_s = 0,443 \frac{\rho_2}{\sqrt{A}} \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^g + \frac{\rho_1}{L + Nl_e}, \quad (30.23)$$

где $g = 2H/(\sqrt{A} + Nl_e)$; $l_e = l_1 + l_2\rho_1/\rho_2$;

N — число вертикальных проводников. Значения l_1 и l_2 пояснены на рис. 30.12.

Заметим, что вертикальные проводники следует устанавливать только по периферии сетки, где линейная плотность тока, распространяющегося с

проводников в землю, максимальна. Вертикальные проводники, установленные внутри сетки, менее эффективны.

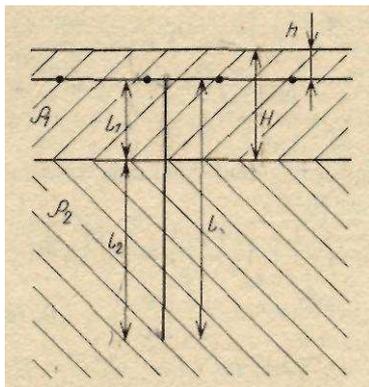


Рис. 30.12. Схема, поясняющая размеры, вертикального проводника в двухслойной земле

Напряжение прикосновения и напряжение шага.

При заданном сопротивлении заземлителя и заданном токе напряжение прикосновения и напряжение шага зависят от соответствующих коэффициентов α и β :

$$U_{\text{п}} = I_s R_s \alpha_n \beta_n; \quad U_{\text{ш}} = I_s R_s \alpha_{\text{ш}} \beta_{\text{ш}}.$$

Коэффициент напряжения прикосновения α_n может быть определен из следующего приближенного выражения [30.7] для заземлителей типа сетки с равномерным распределением проводников и дополненной вертикальными проводниками:

$$\alpha_n = M \left(\frac{a \sqrt{A}}{lL} \right)^{0,45}, \quad (30.24)$$

где $a = P/N$ — расстояние между вертикальными проводниками, м; P — периметр сетки, м; M — функция отношения ρ_1/ρ_2 , а именно:

ρ_1/ρ_2	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	2,0	3,0
M	0,37	0,40	0,43	0,46	0,48	0,50	0,60	0,66
ρ_1/ρ_2	4,0	5,0	6,0	7,0	8,0	9,0	10,0	
M	0,72	0,76	0,77	0,79	0,80	0,81	0,82	

Коэффициент $\alpha_{п}$ и, следовательно, напряжение прикосновения зависят от конструкции сетки. При заданной общей длине проводников L напряжение в угловых ячейках сетки может быть уменьшено, если отказаться от равномерного распределения проводников (рис. 30.13, а) и перейти к неравномерному распределению (рис. 30.13,б).

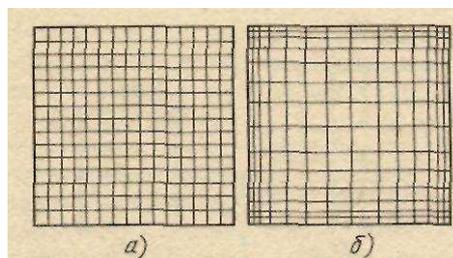


Рис. 30.13. Схемы сеток двух видов: а — с равномерным распределением проводников, 225 ячеек (16 x 16 проводников); б — с неравномерным распределением проводников, 196 ячеек (15 x 15 проводников)

В первой схеме число ячеек равно 225, а число проводников 16 x 16; во второй схеме число ячеек равно 196, а число проводников 15 x 15, т. е. число ячеек и общая длина проводников приблизительно одинаковы. Достоинство второй схемы заключается в меньшем напряжении в угловых ячейках.

Коэффициенты $\beta_{п}$ и $\beta_{ш}$, определяемые (30.10) и зависящие от удельного сопротивления верхнего слоя земли, меньше единицы. В тяжелых условиях, когда возможность уменьшения напряжения прикосновения и напряжения шага исчерпана, прибегают к искусственному увеличению удельного сопротивления верхнего слоя земли путем подсыпки слоя щебня или гравия с удельным сопротивлением 5000— 10000 Ом • м по всей площади РУ. Этот слой толщиной 0,15 — 0,20 м практически не участвует в проведении тока в землю, но ограничивает ток, ответвляющийся в человека. Сопротивление R_c под ступнями человека, определяемое (30.6), при наличии щебня с удельным

сопротивлением 10 кОм и может быть доведено до 30 кОм. При этом коэффициенты β_n и β_m уменьшаются. Таким образом, при применении сетки с неравномерным распределением проводников и подсыпке слоя щебня напряжение прикосновения и напряжение шага могут быть уменьшены до допустимых значений при самых тяжелых условиях.

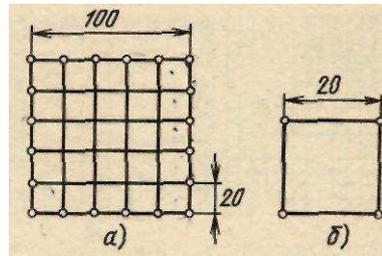


Рис. Схемы заземлителей к примерам 30.1 и 30.2

Пример Рассчитать заземлитель для РУ 220 кВ в эффективно-заземленной сети при следующих условиях (рис. 30.14, а): $A = 10000 \text{ м}^2$; $L = 1200 \text{ м}$; $I = 2$; $N = 20$; $h = 0,5 \text{ м}$; $\rho_1 = 300 \text{ Ом} \cdot \text{м}$; $\rho_2 = 100 \text{ Ом} \cdot \text{м}$; $\gamma = 2 \text{ м}$; $I_3 = 5200 \text{ А}$.

Определяем сопротивление заземлителя согласно (30.23):

$$R_3 = 0,433 \frac{\rho_2}{\sqrt{A}} \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^g + \frac{\rho_1}{L + N l_e} =$$

$$= 0,433 \frac{100}{100} \left(\frac{300}{100} \right)^{0,00032} + \frac{300}{1200 + 20 \cdot 57} =$$

$$= 0,571 \text{ Ом,}$$

где $l_e = l_1 + l_2 \rho_1 / \rho_2 = 1,5 + 18,5 \cdot 3 = 57 \text{ м}$; $g =$

$$= 2h / (\sqrt{A} + N l_e) = 2 \cdot 2 / (100 + 20 \cdot 57) =$$

$$= 0,00032.$$

Определяем коэффициент α_n согласно (30.24):

$$\alpha_n = M \left(\frac{a \sqrt{A}}{L} \right)^{0,45} = 0,66 \left(\frac{20 \cdot 100}{20 \cdot 1200} \right)^{0,45} =$$

$$= 0,218,$$

где $a = P/N = 400/20 = 20 \text{ м}$; $M = 0,66$.

Определяем коэффициент β_n согласно

(30.10):

$$\beta_n = \frac{R_n}{R_n + 1,5 \rho_c} = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 300} = 0,69.$$

По формуле (30.11) определяем напряжение прикосновения:

$$U_n = I_3 R_3 \alpha_n \beta_n = 5200 \cdot 0,571 \cdot 0,218 \cdot 0,69 = 427 \text{ В.}$$

Допустимое напряжение при $t = 0,15 \text{ с}$ составляет 450 В (см. § 30.3).

Потенциал заземлителя

$$\varphi_3 = I_3 R_3 =$$

$$= 5200 \cdot 0,571 = 2970 \text{ В.}$$

Напряжение $u_{яmax} = 2970 - 0,218 = 646 \text{ В.}$

Выполненный расчёт позволяет сделать вывод, что заземлитель с сопротивлением 0,571 Ом не отвечает требованию первой нормы. Однако расчет по второй норме показывает, что он удовлетворяет условию безопасности при токе, не превышающем $I_3 = 5200 \text{ А.}$

Пример 1. Рассчитать заземлитель РУ 35 кВ в сети, заземленной через дугогасящие реакторы, при следующих условиях (рис. 30.14,6): $A = 400 \text{ м}^2$; $L = 80 \text{ м}$; $l = 20 \text{ м}$; $N = 4$; $h = 0,5 \text{ м}$; $\rho_1 = 300 \text{ Ом} \cdot \text{м}$; $\rho_2 = 100 \text{ Ом} \cdot \text{м}$; $Я = 2 \text{ м}$; $I_3 = 20 \text{ А.}$

Определяем сопротивление заземлителя согласно (30.23):

$$R_3 = 0,433 \frac{\rho_2}{\sqrt{A}} \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^g + \frac{\rho_1}{L + N l_e} =$$
$$= 0,433 \frac{100}{20} 3^{0,016} + \frac{300}{80 + 4 \cdot 57} = 3,18 \text{ Ом,}$$

где $l_e = l_1 + l_2 \rho_1 / \rho_2 = 1,5 + 18,5 \cdot 3 = 57 \text{ м};$
 $g = 2h / (\sqrt{A} + N l_e) = 4 / (20 + 4 \cdot 57) = 0,016.$

Определяем коэффициент $\alpha_{п}$ согласно

(30.24):

$$\alpha_{п} = M \left(\frac{a \sqrt{A}}{l L} \right)^{0,45} = 0,66 \left(\frac{20 \cdot 20}{20 \cdot 40} \right)^{0,45} = 0,49.$$

Определяем коэффициент $\beta_{п}$ согласно

(30.10):

$$\beta_{п} = \frac{R_3}{R_3 + 1,5 \rho_c} = \frac{1000}{100 + 1,5 \cdot 300} = 0,69.$$

По формуле (30.11) определяем напряжение прикосновения:

$$U_{п} = I_3 R_3 \alpha_{п} \beta_{п} = 20 \cdot 3,18 \cdot 0,49 \cdot 0,69 = 21,5 \text{ В.}$$

Допускаемое напряжение составляет 36 В.

Потенциал заземлителя $\varphi_3 = I_3 R_3 = 20 \cdot 3,18 = 63,6 \text{ В.}$

Из рассмотренного примера видно, что в сетях незаземленных и заземленных через дугогасящие реакторы параметры ЗУ резко отличаются от параметров ЗУ в сетях эффективно-заземленных. Действительно, потенциал заземлителя составляет всего 63,6 В, напряжение прикосновения — 21,5 В.

Сопrotивление заземлителя относительно велико и составляет несколько ом в отличие от эффективно-заземленных сетей, где оно обычно не превышает нескольких десятых долей ома.

Лекция 1. Дистанционное управление коммутационными аппаратами

Виды управления

При управлении технологическим процессом электростанции возникает необходимость дискретного воздействия (закрыть, открыть, включить, отключить) на исполнительные органы. В главной электрической схеме такими органами являются приводы выключателей, установленных в цепях генераторов, трансформаторов, линий; в системе собственных нужд — приводы (электродвигатели) рабочих машин и запорнорегулирующей арматуры. Включение и отключение электродвигателей осуществляется коммутационными аппаратами — выключателями, магнитными пускателями, контакторами.

Ручное управление каким-либо устройством, точнее, его приводом, может осуществляться либо непосредственно на месте установки путем физического воздействия оператора на привод, либо с помощью командоаппарата с местного щита, либо из ячейки КРУ через электрическую схему, так же как с удаленного пункта управления (ЦЩУ, БЩУ). Автоматическое управление осуществляют устройства релейной защиты, станционной автоматики.

Управление выключателями осуществляется с разных щитов станции или подстанции, а также с диспетчерских пунктов. При этом совмещаются принципы централизованного и децентрализованного управления, что обеспечивает высокую оперативность управления, надежность и экономичность. Наиболее ответственные объекты имеют дублированное управление.

Существенное различие имеют способы управления со щитов электростанций и подстанций и со щита энергосистемы. При расстояниях,

измеряемых десятками метров, возможна непосредственная электрическая связь между командоаппаратом (ключом управления) и исполнительным органом или между сигнальным (измерительным) прибором и датчиком. При расстояниях, измеряемых десятками и сотнями километров (управление с ДП), передача команды, сигнала, результатов измерения осуществляется средствами телемеханики, т. е. -преобразованием команды, сигнала, результатов измерения в соответствующий импульс на передающем конце и последующим преобразованием его в удобную величину на приемном конце. В первом случае управление получило название дистанционного, во втором случае — телемеханического. В этой главе рассматриваются вопросы дистанционного управления. Следует отметить, что одна из разновидностей телемеханической системы — система ближнего действия — нашла применение для измерения на мощных электростанциях.

Дистанционное управление коммутационными аппаратами происходит по цепочке оператор — аппаратура управления — привод коммутационного аппарата. При этом должна быть обеспечена обратная информационная связь объекта управления с оператором — сигнализация положения аппарата, подтверждающая выполнение команды. Автоматические и самопроизвольные коммутации объекта должны сопровождаться действием светозвуковой сигнализации.

Различают дистанционное управление коммутационными аппаратами трех разновидностей (рис. 32.7): индивидуальное, избирательное индивидуальное (или групповое) и функционально-групповое. При индивидуальном дистанционном управлении каждый объект (например, выключатель генератора) имеет отдельный ключ управления и указатель положения.

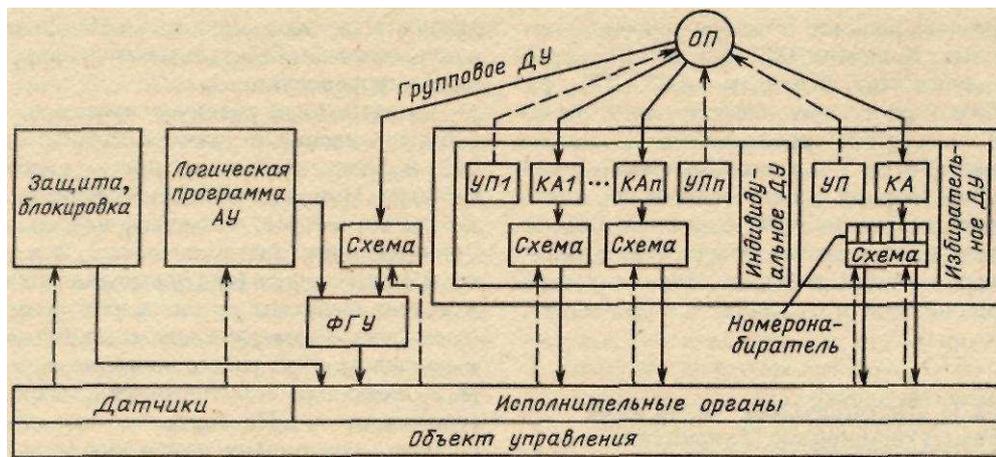


Рис.1 Структурная схема дистанционного управления коммутационными аппаратами

При избирательном управлении на группу объектов устанавливается один общий Ключ управления, один указатель положения и один номеронабиратель. Команда управления проводится в две стадии: сначала происходит выбор объекта при помощи номеронабирателя, а затем производится подача команды на выбранный объект (или одновременно на группу объектов, связанных между собой функционально) общим для группы ключом.

При функционально-групповом управлении (ФГУ) происходит управление функциональными группами по определенным логическим программам. В случае отказа или ненормальной работы ФГУ обеспечивается возможность управления каждой рабочей машиной, входящей в состав функциональной группы, с БЦУ по схеме индивидуального или избирательного управления.

Лекция 2. Дистанционное управление выключателями

Для управления выключателями применяют ключи управления двух видов: ПМО (П — переключатель, М — малогабаритный, О — общего назначения) и МК (М — малогабаритный, К — ключ). Ключи состоят из следующих частей:

лицевого фланца с поворотной рукояткой, контактного устройства из стандартных пакетов, механизмов возврата и фиксации. Набор деталей контактного устройства зависит от назначения ключа, что находит отражение в его буквенном обозначении: Ф — с фиксацией рукоятки в нескольких положениях; В — с самовозвратом рукоятки из оперативных положений «включить», «отключить» в фиксированное положение; С — со встроенной в рукоятку сигнальной лампой.

Ключи с фиксацией рукоятки и самовозвратом серий МКВФ и ПМОВФ имеют шесть положений (рис. 32.8), из которых четыре положения — «отключено» (О), «предварительно включено» (В1), «включено» (В), «предварительно отключено» (О1) — фиксированы при соответствующем положении рукоятки ключа, а два положения — «включить» (В2) и «отключить» (О2) — имеют возврат в предшествующее положение.

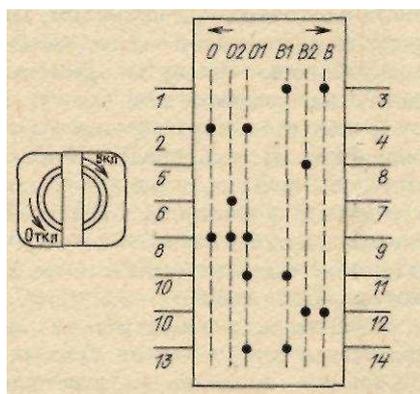


Рис. 3 Диаграмма ключа серии МКФ (ПМОВФ). Точка означает, что контакты замкнуты при соответствующем положении ключа

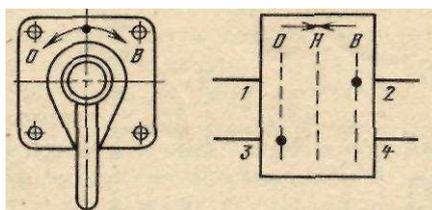


Рис. Диаграмма ключа серии МКВ (ПМОВ)

Подачу каждой команды осуществляют в два приема. Так, например, для включения выключателя рукоятку ключа сначала поворотом на 90° по часовой стрелке переводят из положения «отключено» в промежуточное положение «предварительно включено», а затем дополнительным поворотом на 45° ставят ее в положение «включить». После того как оператор отпускает рукоятку, механизм возврата переводит ее в положение «включено», совпадающее с положением «предварительно включено».

Ключи без фиксации рукоятки серий МКВ и ПМОВ значительно проще (рис. 32.9). Рукоятка имеет три положения: «включить» (поворот рукоятки на 45° по часовой стрелке), «отключить» (то же, но против часовой стрелки) и нейтральное положение, в которое ключ возвращается из положений «включить» и «отключить».

Ключи управления имеют два типа контактов: а) оперативные для подачи команд (контакты 5—8, 6—7 на рис. 32.8), замыкаются только на время подачи команды; б) сигнальные, предназначенные для сигнализации положения выключателя (например, контакты 1 — 3, 2 — 4), имеющие два фиксированных положения в зависимости от положения рукоятки.

Наибольшее применение получили малогабаритные переключатели серии МКВ. Их используют в схемах с действием через реле оперативных команд.

Лекция 3. Дистанционное управление выключателями с электромагнитными приводами.

Силовыми элементами электромагнитного привода служат электромагниты с втягивающимися сердечниками: мощный электромагнит включающего устройства и маломощный электромагнит отключающего устройства. Для включения выключателя необходимо подать команду на электромагнит включения. Ввиду большой мощности последнего команда на включение подается косвенно — через промежуточный контактор, имеющий более мощные контакты. Процесс включения завершается срабатыванием

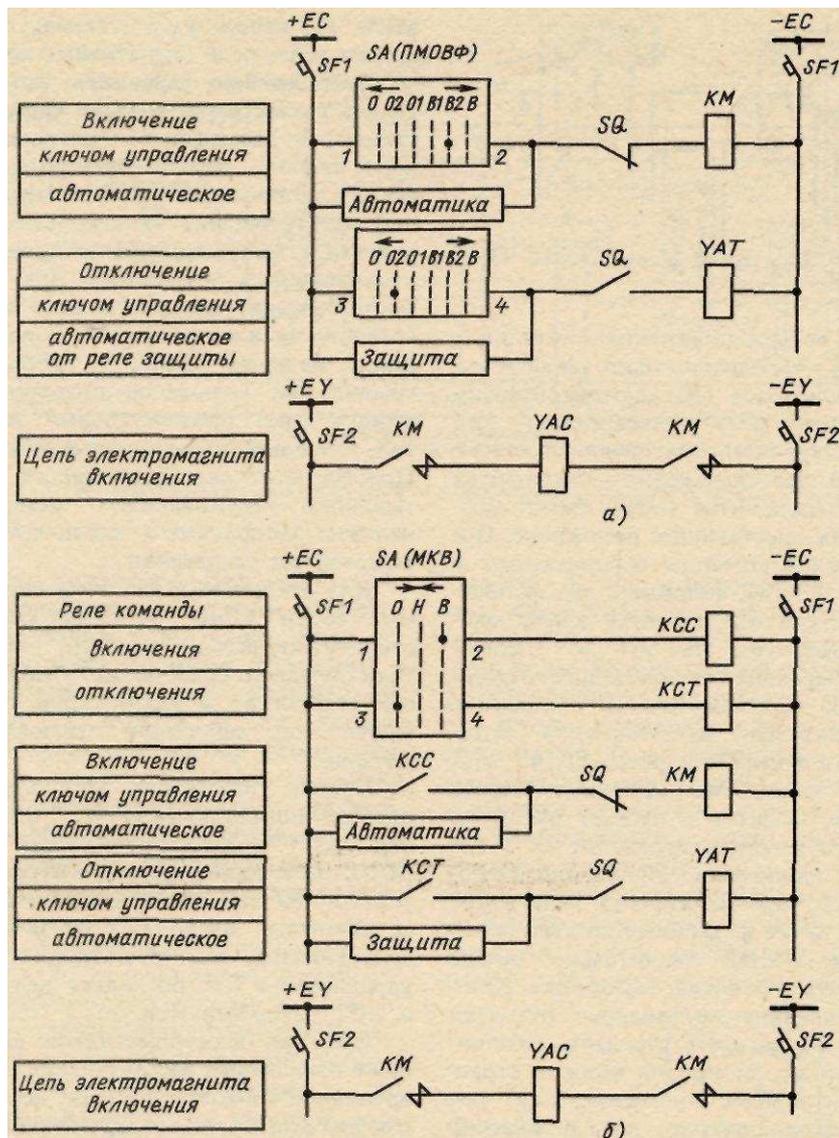
удерживающего механизма, надежно запирающего выключатель во включенном положении.

Для отключения выключателя ключом серии ПМО на электромагнит отключения подают прямую команду. Электромагнит освобождает удерживающее устройство, и выключатель отключается под действием отключающих пружин.

Схемы управления, использующие реле команд (включения КСС, отключения КСТ) и ключ управления серии МКВ, имеющий кроме нейтрального только два положения — «включить» и «отключить», позволяют снизить уровень сигнала, поступающего со щита управления в РУ, поскольку реле КСС и КСТ располагаются там.

Обмотки электромагнитов включения и отключения рассчитаны на кратковременное прохождение тока, необходимое для выполнения оперативной команды. Поэтому длительность оперативных команд должна быть ограничена автоматическими устройствами.

На рис. 32.10, а приведена схема управления выключателем с электромагнитным приводом ключом серии ПМОВФ. Положение контактов указано для случая, когда выключатель отключен, а обмотки реле и контактора обеспечены. Такое состояние условно считается нормальным и принято при изображении как первичных, так и вторичных схем.



Рис, Схема дистанционного управления выключателем с электромагнитным приводом: а —с ключом серии ПМОВФ; б —с ключом серии МКВ

Кратковременность командного импульса обеспечивается с помощью вспомогательных контактов выключателя SQ, связанных механически с валом выключателя, а именно: размыкающего в цепи включения и замыкающего в цепи отключения. Вспомогательные контакты автоматически размыкают цепи управления после завершения соответствующей команды. Кроме того, достаточно мощные вспомогательные контакты, разрывающие цепи управления, освобождают от этого маломощные контакты реле и ключа управления.

Включение выключателя осуществляется подачей команды на промежуточный контактор КМ оператором посредством контактов 1 — 2 ключа управления SA или автоматическим устройством, выходные контакты которого включены параллельно контактам 1—2 SA. Контактор замыкает цепь электромагнита включения YAC, который производит включение выключателя. В конце процесса включения вспомогательные контакты SQ разрывают цепь включения, а другие контакты SQ, замыкаясь, подготавливают цепь отключения.

При отключении оператором (с помощью оперативных контактов 3—4 ключа управления) или под действием выходных контактов релейной защиты замыкается цепь электромагнита отключения YAT. По завершении операции вспомогательные контакты вновь занимают положение, указанное на рисунке.

Схема управления с ключом серии МКВ (рис. 32.10,б) отличается лишь тем, что оперативные команды на включение и отключение подаются через реле команд КС С или КС Т.

Лекция 4.Блокировка от многократного включения на короткое замыкание.

Подача затяжной команды включения на устойчивое короткое замыкание опасна для любого выключателя, так как при этом происходят многократные включения и отключения (под действием релейной защиты) тока КЗ. На такой тяжелый режим работы выключатели не рассчитаны. Для предотвращения этого опасного явления предусматривают специальную блокировку.

Наибольшее распространение получила электрическая блокировка. Она применяется в схемах дистанционного управления как масляных, так и воздушных выключателей. На рис. 32.11 приведена схема блокировки применительно к масляному выключателю с электромагнитным приводом. Здесь предусмотрено промежуточное реле KBS с двумя обмотками —

последовательной и параллельной. Реле имеет две пары контактов — размыкающие и замыкающие. При срабатывании релейной защиты, вызванном включением на КЗ, по электромагниту отключения YA T и последовательной обмотке KBS протекает ток. Срабатывая, реле размыкает цепь включения. Таким образом, после переключения вспомогательных контактов повторного включения выключателя не произойдет. Реле удерживается своей параллельной обмоткой в подтянутом положении до снятия команды на включение, после чего схема возвращается в исходное положение.

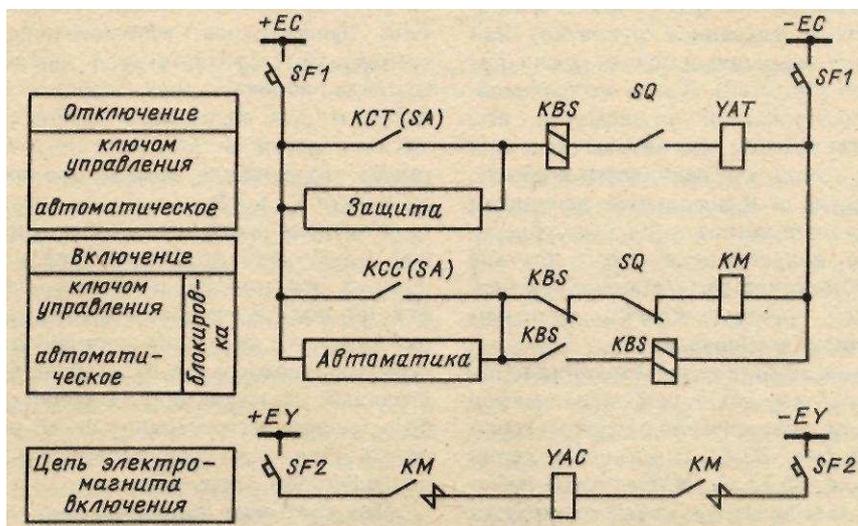


Рис. Схема электрической блокировки выключателя от многократного включения на КЗ

Сигнализация положения выключателя.

Сигнализация положения выключателя должна быть разной при выполнении операции управления оператором и при воздействии автоматических устройств или самопроизвольном действии выключателя. В первом случае оператор нуждается лишь в световой сигнализации положения выключателя. При автоматических или самопроизвольных действиях

выключателя, также необходима световая сигнализация, а при отключениях — еще и звуковая, чтобы немедленно оповестить оператора об аварии.

Световая сигнализация нормального положения выключателя может быть обеспечена или свечением зеленой лампы в отключенном положении и красной лампы во включенном положении, или положением светящейся рукоятки ключа управления: поперек линии мнемонической схемы при отключенном положении и вдоль линии при включенном положении. Для световой сигнализации аварийного изменения положения выключателя используют дополнительный отличительный признак — мигание ламп. В настоящее время применяется двухламповая схема сигнализации : красная лампа HLR — положение включено, зеленая HLG — отключено.

Если переключение выключателя выполнено ключом управления, то сигнальная лампа подключается к шинке, имеющей постоянно положительный потенциал, через цепь, фиксирующую соответствие положений выключателя и ключа (ключ с фиксацией рукоятки) или последней операции ключом (ключ без фиксации рукоятки). Когда же переключение выключателя происходит под действием защиты или автоматики, сигнальная лампа присоединяется к шинке, на которую положительный потенциал подается прерывисто через цепь, фиксирующую получившееся несоответствие между положением ключа или последней операцией, поданной ключом, и новым положением выключателя.

На рис. 32.12 показаны принципиальные схемы двухламповой сигнализации положения выключателя с ключом серии ПМОВФ (рис. 32.12, а) и ключом серии **МКВ** (рис. 32.12,б). Нормальное положение выключателя сигнализируется ровным светом соответствующей лампы. При аварийном изменении положения выключателя гаснет лампа, цвет которой соответствовал прежнему состоянию выключателя, и начинает мигать лампа, цвет которой соответствует новому положению выключателя. Прерывистый плюс подается с помощью специального устройства мигающего света на шинку (+) EP.

Если используется ключ с возвратом и фиксацией рукоятки (рис. 32.12, а), то в цепь сигнальных ламп включают сигнальные контакты ключа, отражающие положение его рукоятки, и вспомогательные контакты выключателя. Для сигнализации положения выключателя, управляемого ключом без фиксации рукоятки, в цепь сигнальных ламп вводят контакты реле фиксации команды КQQ и вспомогательные контакты выключателя (рис. 32.12,б). Реле фиксации команды имеет две обмотки I к II и шесть переключающих контактов. Положение переключающих контактов соответствует последней команде, поданной ключом. Если последней была команда «отключить», то реле КСТ в период подачи команды своими замыкающими контактами создает цепь тока через обмотку // реле КQQ. При этом контакты переключаются: нечетные контакты замыкаются, а четные размыкаются (это положение показано на рисунке). Если положение выключателя (фиксируется вспомогательными контактами) соответствует последней команде ключом (фиксируется реле КQQ) > ^{ТО} цепь сигнальной лампы создается от шинок + ЕС; если не соответствует, то питание лампы происходит от шинки (+) ЕР.

Лекция 5. Контроль цепей управления.

Нарушение цепей дистанционного управления чревато отказом выключателя в действии при подаче очередной команды оператором или от автоматического устройства. Поэтому предусматривают постоянный световой или звуковой контроль исправного состояния цепей управления. При этом контролируется цепь последующей операции. При световом контроле цепи управления и цепи двухламповой сигнализации положения выключателя объединяют, используя сигнальные лампы одновременно для контроля целостности оперативных цепей. Для этой цели цепи сигнальных ламп положения выключателя подключают через вспомогательные контакты выключателя и электромагниты управления.

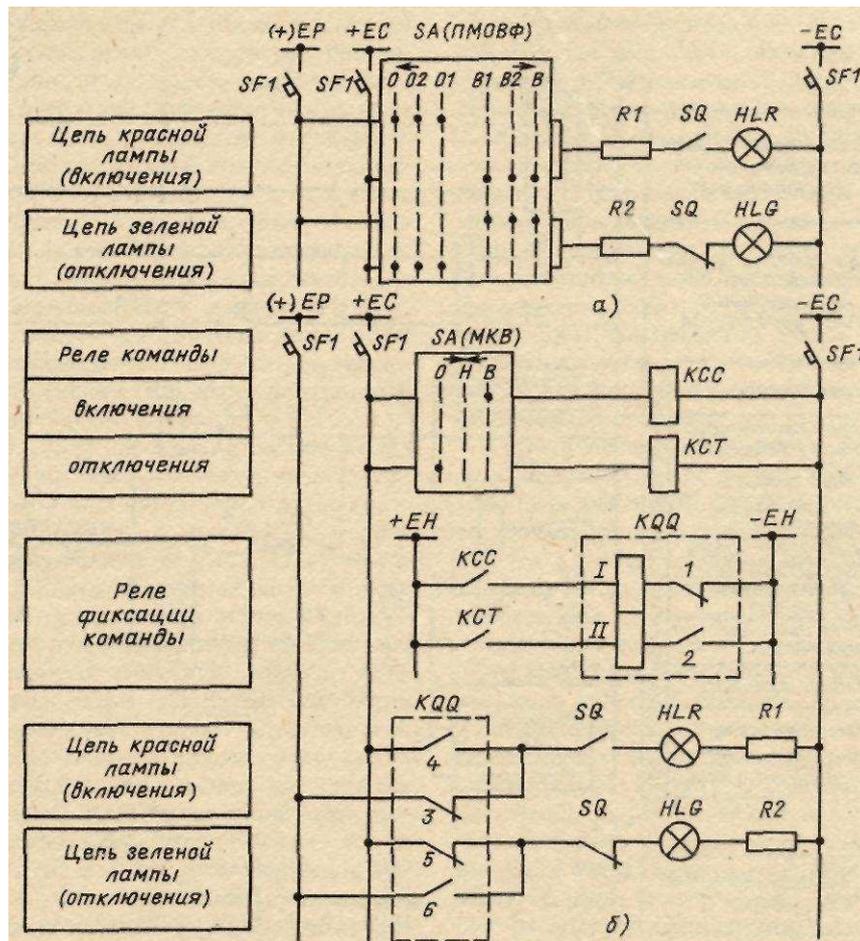


Рис. Схема двухламповой сигнализации положения выключателя: а — с ключом серии ПМОВФ; б — с ключом серии МКВ

Таким образом, горение зеленой лампы означает, что выключатель отключен, а его цепь включения исправна. При включенном выключателе красная лампа аналогичным образом сигнализирует его положение и контролирует цепь отключения. Нарушение контролируемой цепи приводит к погасанию лампы.

Световой контроль цепей управления требует постоянного наблюдения персонала. Поэтому его вытеснил более удобный и универсальный звуковой контроль.

Примеры схем управления.

Ниже в качестве примеров приведены схемы управления маломасляным выключателем типа ВКЭ-10 и воздушным выключателем 35 — 220 кВ со звуковым контролем цепей управления. В обеих схемах использован ключ управления серии МКВ.

Схема управления выключателем типа ВКЭ-10 показана на рис. 32.13. Такая же схема, с небольшими отклонениями, используется для выключателей типа ВЭЭ-6 и ВМПЭ-10, снабженных электромагнитными приводами. Управление выключателем производится через реле команд КСС и КСТ. В обеих цепях управления предусмотрен подхват команды контактами реле КВ4 и КВ3, обеспечивающий завершение команды. На случай невыполнения команды управления предусмотрена блокировка с помощью реле КВ1 и КВ2. Так, при включении выключателя шунтируется обмотка реле КQT и его контакты с замедлением на возврат замыкают цепь реле КВ1 (вспомогательный контакт SQ замкнут).

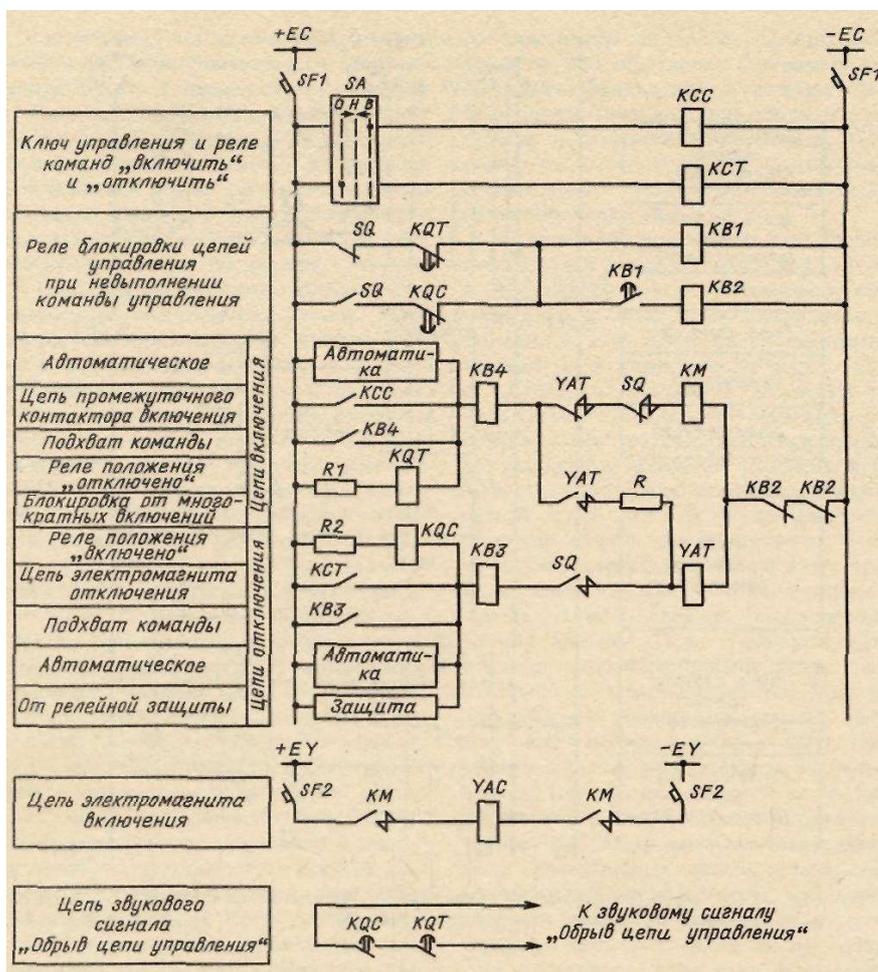


Рис. 32.13. Схема управления маломасляным выключателем типа ВКЭ-10 с ключом серии МКВ и со звуковым контролем цепей управления

С выдержкой времени замыкаются контакты КВ1 в цепи реле КВ2. Если за это время выключатель не отключился (вспомогательные контакты SQ остались замкнутыми), разомкнутся контакты КВ2 и обесточится цепь контактора КМ и соответственно электромагнита УАС. Блокировка от многократных включений на КЗ выполнена по распространенной для этого класса выключателей схеме, использующей вспомогательные контакты электромагнита отключения УАТ. При длительной команде включения на КЗ после первого отключения выключателя электромагнит отключения УАТ остается под напряжением по цепочке: плюс — КСС (автоматика) — КВ4 — замыкающие вспомогательные контакты УАТ — R. Размыкающие вспомогательные контакты УАТ разрывают цепь включения. Резистор R ограничивает ток УАТ.

Для контроля цепей управления использованы два промежуточных реле: реле положения «включено» КQS, контролирующее цепь отключения, и реле положения «отключено» КQT, контролирующее цепь включения. Цепь запуска звуковой сигнализации обрыва образуется через последовательно включенные размыкающие контакты КQS и КQT обоих реле. При исправном состоянии оперативных цепей обмотка одного реле обтекается током, а другого обесточена. В результате цепь звукового сигнала разомкнута. В случае обрыва цепи последующей операции обмотки обоих реле оказываются обесточенными и появляется звуковой сигнал. Резисторы в цепях реле КQS и КQT предотвращают срабатывание выключателя при случайном закорачивании обмотки реле во время работы во вторичных цепях.

В схеме не показаны цепи сигнальных ламп и аварийного звукового сигнала. Более полная схема управления выключателем дана ниже на примере воздушного выключателя.

Воздушные выключатели имеют по-фазное исполнение и пофазные приводы. Поэтому число вспомогательных контактов и электромагнитов управления увеличивается в лучшем случае в 3 раза, если фаза имеет одну колонку (выключатели 35 — 220 кВ). Выключатели более высокого напряжения имеют более сложную схему управления.

Управление воздушным выключателем может быть трехфазным и пофаз-ным, если предусмотрено однофазное автоматическое повторное включение (ОАПВ). На рис. 32.14 показана схема трехфазного управления. Электромагниты управления соответствующего назначения соединены между собой параллельно. Вспомогательные контакты разноименных фаз в цепи включения соединены последовательно, а в цепи отключения — параллельно. Поэтому при отказе механизма какого-либо вспомогательного контакта отключение все равно произойдет, что особенно важно в аварийных условиях; однако включение в работу неисправного выключателя окажется невозможным.

Электромагниты управления состоят из двух секций, одна из которых в начале операции шунтирована своим вспомогательным контактом. Это увеличивает ток в электромагнитах в начальный момент; затем размыкается шунтирующий контакт и ток снижается.

Надежная работа воздушного выключателя возможна только в том случае, если давление воздуха, контролируемое электроконтактным манометром, не снижается ниже допустимого. Последнее устанавливают с таким расчетом, чтобы в случае включения на КЗ обеспечивалось его надежное отключение. Если же давление в резервуаре оказывается ниже допустимого, манометр KSP размыкает свои контакты и с помощью промежуточного реле KLP разрывает цепь управления выключателя. В процессе операций включения или отключения давление воздуха понижа-

действия вспомогательных контактов разных полюсов, отключает все три фазы выключателя.

Предусматривается также блокировка, защищающая электромагниты управления при затянувшейся операции. Реле КЫ в нормальных условиях обесточено и своим размыкающим контактом держит под напряжением реле KL2, которое в свою очередь держит под напряжением контактор КМ, контакты которого подают «минус» на электромагниты управления. При затянувшейся операции контакт KL2 размыкается и цепи управления обесточиваются. Однако до тех пор, пока оператор подает команду на отключение выключателя, контакт КСТ в цепи КМ замкнут и цепь отключения остается замкнутой.

Два последовательно включенных одинаковых вспомогательных контакта SQ в цепи отключения, так же как в ранее рассмотренных схемах управления масляными выключателями (два контакта КМ в цепи электромагнита включения У АС), облегчают коммутацию этими контактами. Включение параллельно обмотке реле KLP конденсатора также облегчает работу контактов KSP.

Резистор R3 в цепях управления сохраняет контроль цепей управления при недопустимом снижении давления воздуха.

В цепях звуковых сигналов аварийного отключения выключателя и контроля цепей управления включены размыкающие контакты реле команд KCC и КСТ, размыкающие их на время подачи команд, так как в первый момент операции эти цепочки замыкаются. Той же цели служит замедление на возврат реле положения KQC и KQT.

При непереключении фаз реле KL1 тоже шунтирует обмотку KQC, что может вызвать действие звукового сигнала «обрыв цепи управления».

При автоматическом или самопроизвольном действии выключателя одна из его ламп положения мигает. Перевести ее на ровное свечение можно квитированием ключа управления, т. е. выполнением ключом операции,

которая была произведена помимо оператора. После этого реле KQQ сработает и лампа будет гореть ровным светом. Практически это делают кнопкой (показанной пунктиром) съема мигания SBP, установленной на каждой панели, по цепочкам

KQC-KCC или KQT-KCT, что обеспечивает изменение положения только тех реле KQQ, контакты которых оказались в цепи мигания ламп.

Избирательное управление. Индивидуальное дистанционное управление характерно для установок с небольшим числом выключателей. Для управления с блочного щита управления многочисленным технологическим оборудованием применяют избирательное управление. Особенностью избирательного управления является использование для группы объектов одного общего ключа управления и номеронабирателя. Управление любым объектом группы осуществляется двумя последовательными операциями: подготовительной, при которой производится выбор объекта с помощью номеронабирателя, и исполнительной, при которой подается команда групповым ключом. На рис. 32.15 показана схема избирательного управления с клавишным номеронабирателем, состоящим из двух рядов — двух декад клавиш, которая предусматривает, таким образом, управление группой из 99 объектов. Каждому объекту присваивается номер от 01 до 99. Выбор объекта производится нажатием двух соответствующих клавиш ряда десятков и единиц. Например, для выбора выключателя электродвигателя 19 надо нажать на клавиши SB ID в левом ряду десятков и клавишу SB9E в правом ряду единиц. Нажатые клавиши фиксируются и замыкают связанные с ними контакты SB ID и SB9E, в результате чего образуется цепь срабатывания индивидуального реле объекта KH19 (диод V необходим для разделения цепей). Его контакты: зажигают сигнальную лампу HLW19 на мнемонической схеме, чем подтверждается правильность выбранного выключателя; производят подключение общего ключа управления к цепям управления (реле команд KCC19 и KCT 19) избранного выключателя.

Ключом SA подается необходимая команда. Для управления новым объектом надо нажать клавиши соответствующего ему номера. Благодаря механической блокировке при нажатии новой клавиши происходит возврат ранее нажатой. Аналогичная схема используется для управления работой запорной арматурой.

Особенности дистанционного управления коммутационными аппаратами на АЭС

Управление СН надежного электроснабжения, а также главными циркуляционными насосами дублировано с двух щитов управления: БЩУ и РЩУ (резервный щит управления) блока. При этом РЩУ располагается по отношению к БЩУ так, чтобы исключалось одновременное поражение этих щитов, а также каналов управления и контроля, связывающих БЩУ и РЩУ с управляемым объектом.

Как известно, на АЭС надежность работы оборудования, обслуживающего реактор, обеспечивается тремя системами обеспечения безопасности (СОБ), которые включают в себя СН надежного электроснабжения. На рис. 32.16 показана структурная схема управления объектами надежного электроснабжения. Каждый ответственный технологический процесс обеспечивается тремя механизмами, причем любой из них полностью обеспечивает технологический процесс.

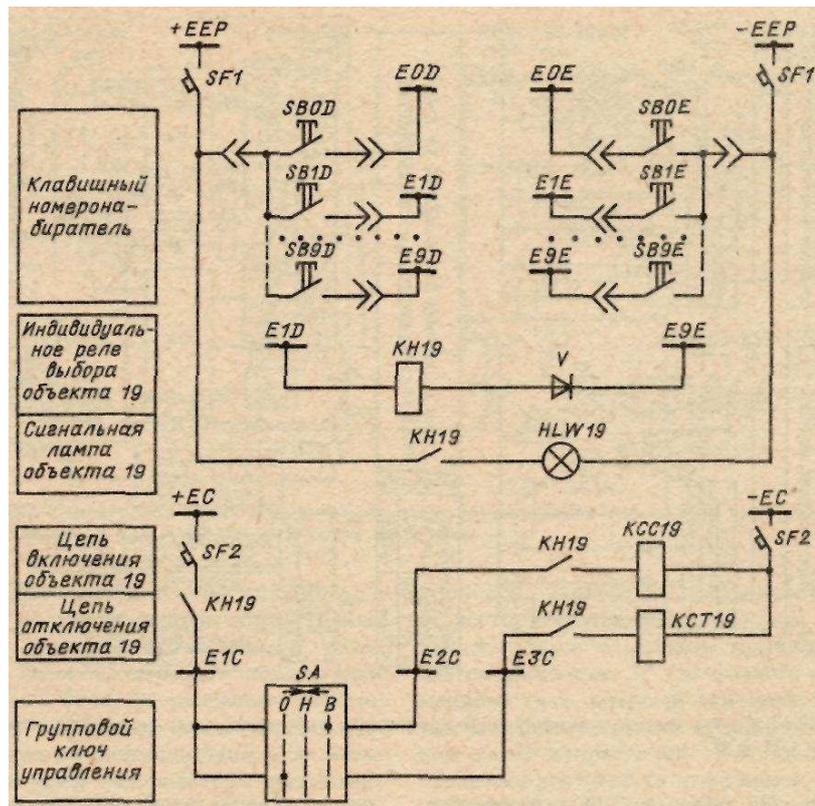


Рис.Схема избирательного управления выключателями группы электродвигателей СН энергоблока

В частности, это могут быть три комплекта запорной арматуры на одном трубопроводе, как показано на рис. 32.16. В каждой системе безопасности имеются своя аккумуляторная батарея, свой дизель-генератор, свои преобразователи постоянного тока в переменный. Вместе с тем три СОБ присутствуют на БЩУ и РЩУ, но размещаются они на разных панелях, зажимы — на разных стенках панели, кабели — в разных каналах. Передача энергии от аккумуляторной батареи на БЩУ и РЩУ осуществляется разными кабелями, проложенными по разным трассам.

Управление осуществляется с БЩУ и РЩУ. На рис. 32.17 показана схема индивидуального дублированного управления выключателем 6 кВ двигателя СН надежного электроснабжения. На блоках 1000 МВт применяют выключатели типа ВЭ-6 с пружинным приводом и управлением постоянным током 220 В.

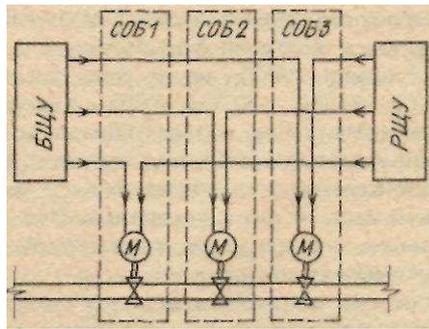


Рис. Структурная схема дублированного управления запорной арматурой СН надежного электроснабжения АЭС

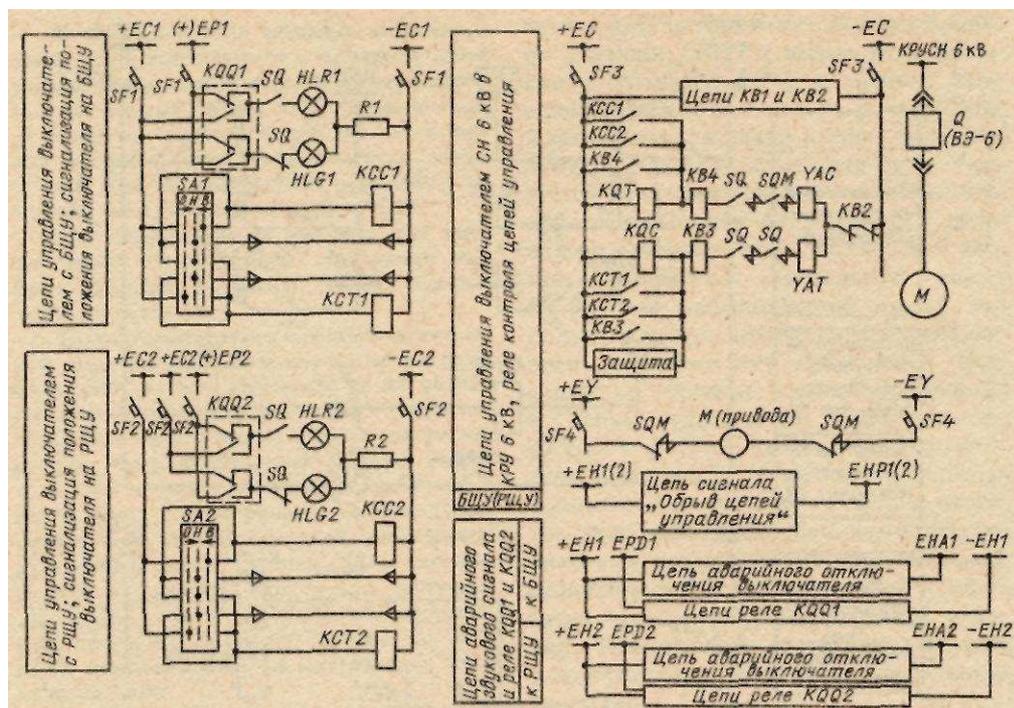


Рис. Схема индивидуального дублированного управления выключателем электродвигателя СН АЭС

На БЩУ и РЩУ размещены только ключи управления, сигнальные лампы положения выключателя, кнопки съема мигания и кнопка обесточивания шинки + EC2 на РЩУ, так как нормально щит погашен, поскольку постоянного обслуживающего персонала на нем нет. Все остальные аппараты установлены в КРУ.

Оперативные команды с БЩУ и РЩУ подаются ключами управления SA1 и SA2 серии МКВ через реле команд KCC1, KCT1 и KCC2, KCT2.

Катушки реле команд при нейтральном положении рукояток ключей шунтированы. Кабели, шунтирующие каждую пару реле, проложены в разных каналах. Это исключает прохождение ложных команд при авариях на щите.

Схема сигнализации положения выключателя выполнена с помощью реле фиксации команд KQQ1 и KQQ2. Схема включения этих реле и цепи сигнализации аварийного отключения выключателя и обрыва цепей управления показаны упрощенно.

Для блоков мощностью 1000 МВт разработаны безрелейные схемы управления, использующие логические элементы. Предполагается их использование и на блоках 800 МВт КЭС. Система получила название «Унифицированный комплекс технических средств» (УКТС). На рис. 32.18 показана структурная схема индивидуального дублированного управления выключателем двигателя СН 6 к В надежного электроснабжения (того же, что и на рис. 32.17) на логических элементах. На БЩУ и РЩУ расположены только ключи управления и сигнальные лампы. Блоки управления А1 и А2 (блоки щита управления), А3 (блок управления двигателем) и А4 (блок привода выключателя) расположены в отдельном помещении СОБ.

В функции блоков А1 и А2 входят передача оперативных команд от оператора и от ЭВМ блоку А3, сигнализация положения выключателя на БЩУ и РЩУ, а также запрет оперативных команд при неисправностях в цепях ключа.

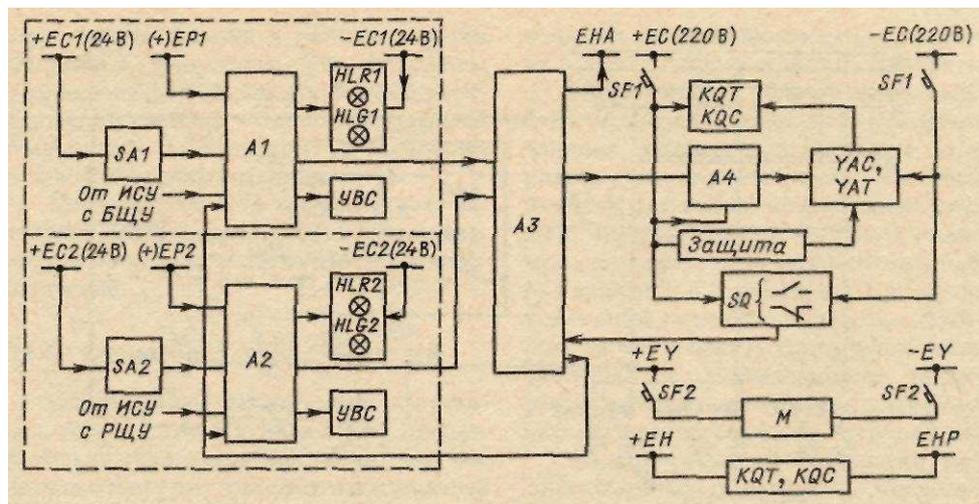


Рис. Структурная схема индивидуального дублированного управления выключателем электродвигателя СН АЭС на логических элементах

Блок А3 передает оперативные команды в блок А4, разрешает автоматическое включение выключателя, вводит запрет на дистанционное включение и отключение выключателя, разрешает световую сигнализацию; через него передается информация о положении выключателя (от вспомогательных контактов SQ), необходимая для сигнализации положения выключателя и аварийного отключения. Используется выпрямленный ток напряжением 24 В (от системы СН надежного электроснабжения). Схема управления приводом выключателя аналогична схеме, показанной на рис. 32.17. Напряжение постоянного тока 220 В. Контроль цепей управления осуществляется с помощью реле положения KQT и KQC (сохраняется релейный способ контроля цепей управления).

Лекция 5. Дистанционное управление разъединителями

Разъединители имеют рычажные, пневматические или электродвигательные приводы. Дистанционное управление возможно в последних двух случаях.

На рис. 32.19 показана схема дистанционного управления разъединителем с электродвигательным приводом типа ПД. Силовым элементом привода является двигатель М трехфазного переменного тока,

который включает и отключает разъединитель, вращаясь в том или ином направлении. Реверсивность вращения достигается изменением чередования фаз с помощью пускателей КМ1 и КМ2.

Контактами кнопки управления (SBC — включения, SBT — отключения) замыкают цепь электромагнита пускателя КМ1 при включении и КМ2 при отключении. Продолжительность каждой операции составляет около 30 с. Для обеспечения необходимой продолжительности питания двигателя командный импульс блокируется с помощью замыкающих контактов пускателей. По окончании операции цепь пускателя разрывается на вспомогательных контактах разъединителя SQS — размыкающих (после включения) или замыкающих (после отключения).

Чтобы исключить ошибочные операции с разъединителем под нагрузкой, в цепь управления вводят контакты электромагнитной блокировки KB. Последние разрешают операцию разъединителем только при соблюдении условий, при которых эта операция допустима.

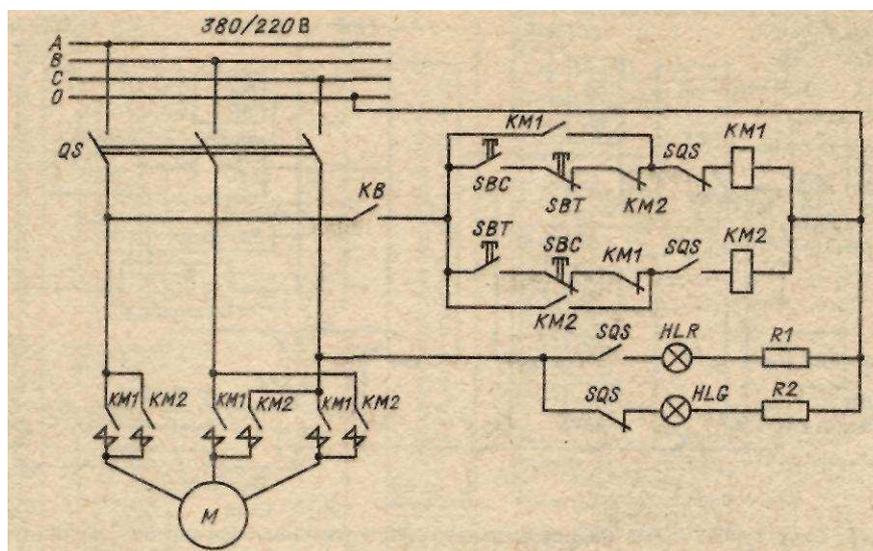


Рис. Схема дистанционного управления разъединителем с электродвигательным приводом

В месте управления разъединителем предусмотрена двухламповая сигнализация положения (лампы HLR и HLG). Во время операции горят обе

лампы, а по завершении операции горит только одна лампа: красная HLR — при включенном положении и зеленая HLG — при отключенном. Цепи управления питаются от силовых цепей электродвигателя.

Автоматизация переключений разъединителями.

В настоящее время переключения в РУ производит дежурный персонал. При этом каждый раз составляется бланк переключений. Аварийная статистика свидетельствует о том, что значительная часть аварийных ситуаций в электрической части возникает как раз во время переключений, в том числе по вине персонала. Автоматизация переключений должна повысить надежность и сократить длительность операций, а также облегчить труд оперативного персонала.

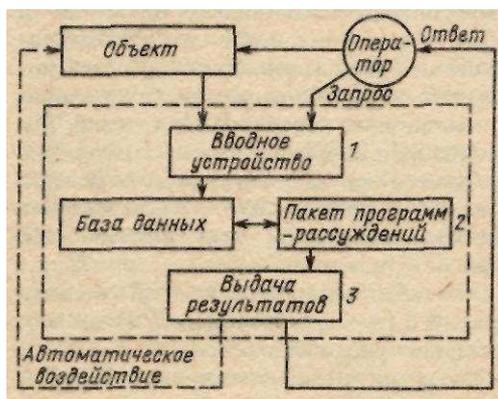


Рис. Структурная схема устройства для автоматизации переключений

На рис. 4 приведена структурная схема устройства для автоматизации переключений. Оператор с помощью функциональной клавиатуры и дисплея вводит в ЭВМ запрос на составление бланка переключений для выполнения конкретной оперативной задачи (блок 1). Через датчики поступает информация о текущем состоянии объекта и об оперативной схеме станции. В блок 2 заложен набор вариантов порядка выполнения переключений для основных видов оперативных задач. По запросу на конкретную задачу в

соответствии с заданной ситуацией и состоянием оперативной схемы ЭВМ формирует бланк переключений (блок 3), который выводится на печатающее устройство и выдается оператору или автоматическому устройству. Работа ведется в режиме диалога машины с оператором. Так, например, в процессе формирования бланка переключений машина может через дисплей обращаться к оператору с запросом о дополнительных данных.

Первый этап этой работы — автоматизация составления бланков переключений, второй этап — автоматизация переключений.

Лекция 6. Блокировка разъединителей

Операции разъединителями допустимы, если соответствующая цепь предварительно обесточена (например, выключатель отключен) или имеется надежный обходный путь, обеспечивающий экви-потенциальность неподвижных и подвижных контактов разъединителя. При невыполнении этих условий операции с разъединителями могут привести к тяжелым авариям и даже человеческим жертвам. Для устранения неправильных операций с разъединителями предусматривают блокировки между приводами выключателей и разъединителей, а также между заземляющими и рабочими ножами разъединителей.

Блокировку разъединителей, имеющих дистанционный привод, выполняют введением в цепь управления размыкающих контактов реле электромагнитной блокировки (рис. 32.21). Разъединители с рычажным приводом имеют блокировку — механическую или электрическую.

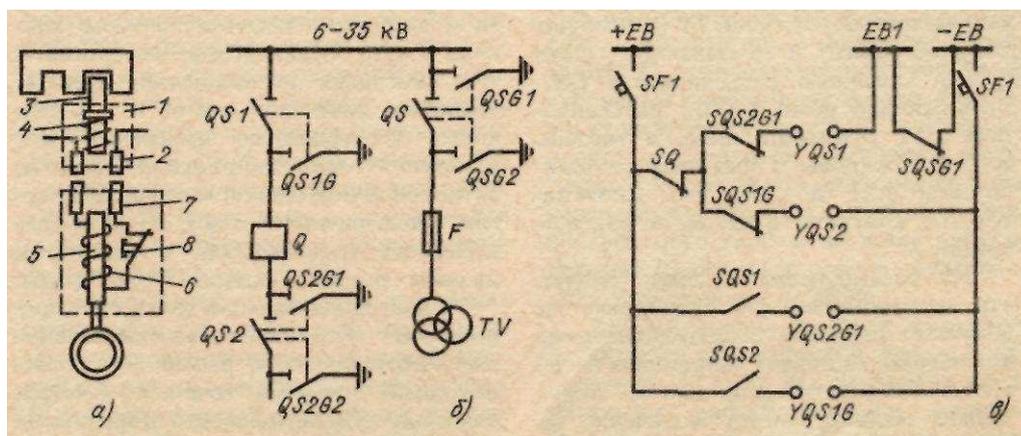


Рис. Схема электромагнитной блокировки разъединителей в РУ с одной системой сборных шин:

а — электромагнитный ключ и замок; б — схема первичных цепей; в — схема блокировки

Механическая блокировка может быть применена, если приводы отключающих аппаратов, подлежащих блокировке, расположены рядом. Их соединяют между собой механической системой, которая запирает привод зависимого аппарата, если независимый аппарат включен, и отпирает его при отключении независимого аппарата. Примером может служить блокировка между рабочими и заземляющими ножами разъединителя, обеспечивающая строгую последовательность операций ими.

Электромагнитная блокировка разъединителей с рычажными приводами выполняется с помощью электромагнитных замков. У каждого привода устанавливается такой замок, а переносный ключ является общим для всех замков.

Замок (рис. 32.21, а) состоит из пластмассового корпуса 1, контактных гнезд 2 и стального запирающего стержня 3 с пружиной 4. Замок монтируется у рукоятки привода разъединителя так, чтобы стержень входил в специальное отверстие в приводе. Ключ выполнен в виде электромагнита с подвижным сердечником 5 и обмоткой 6, концы которой присоединены к штырям 7.

Для операции с разъединителем штыри ключа 7 вставляют в гнезда замка 2.

Если по схеме блокировки операция с разъединителем допустима, то на контактах гнезда замка имеется напряжение, через обмотку электромагнита будет проходить ток и сердечник намагнитится. Нажатием на выступающую головку сердечника добиваются сближения последнего со стержнем замка, который притягивается и освобождает рукоятку привода разъединителя, разрешая операцию. После завершения операции кнопкой 8 размыкают цепь электромагнита замка. Пружина возвращает стержень в исходное положение, запирая привод разъединителя в новом положении. После этого ключ вынимают из замка.

Схему блокировки выполняют в соответствии с особенностями электрической схемы первичных цепей. На рис. 32.21, в представлена схема блокировки разъединителей в РУ с одной системой сборных шин (схему первичных цепей см. на рис. 32.21,6). Для осуществления электромагнитной блокировки в цепь контактного гнезда замка включают размыкающие вспомогательные контакты тех коммутационных аппаратов, которые при операции с данным разъединителем должны быть отключены. Так, например, к контактным гнездам замка шинного разъединителя YQS1 напряжение будет подведено только в том случае, если отключены выключатель Q, заземляющие ножи QSG1 разъединителя трансформатора напряжения сборных шин TV (заземляют сборные шины) и заземляющие ножи QS2G1 линейного разъединителя QS2. Заземляющие ножи QS2G2 разъединителя QS2 участвуют лишь в механической блокировке с линейным разъединителем QS2, поэтому его вспомогательные контакты в схеме не задействованы.

Из рассмотренной схемы следует, что электромагнитная блокировка не допускает операции с разъединителями под нагрузкой, подачу напряжения на заземленный участок цепи или на заземленные сборные шины, включение заземляющих ножей на участок цепи, находящийся под напряжением.

Достоинство электромагнитной блокировки заключается в ее универсальности. Она может быть применена при любой первичной схеме.

Лекция 7-10. Сигнализация

Назначение и виды сигнализации.

При ручной системе управления информация от датчиков поступает непосредственно к сигнальным устройствам ЩУ, где находится дежурный персонал, и позволяет последнему легко ориентироваться в изменениях режима работы обслуживаемых объектов, быстро принимать соответствующие меры. При автоматизированной системе управления сигнализация также необходима. При отклонении режима работы оборудования от нормального датчики посылают сигналы в информационную часть АСУ, в результате чего приходит в действие сигнализация ЩУ, а в управляющей части АСУ формируются соответствующие команды управления.

На центральных постах управления (ГЩУ, БЩУ, ЦЩУ, ОПУ) имеются следующие виды сигнализации: положения; предупреждающая; аварийная; напоминающая и вызова. Сигнализация положения указывает персоналу на состояние исполнительных органов — коммутационных аппаратов и др.

Сигнализации предупреждающая и аварийная извещают персонал о возникновении соответственно аномального или аварийного режима работы объекта или целого участка обслуживаемой установки. Напоминающая сигнализация указывает персоналу на необходимость ознакомиться с тем, какие виды защиты и автоматики сработали, а сигнализация вызова требует прихода персонала в помещения, где установлено оборудование, работающее без постоянного дежурного персонала, когда произошло нарушение нормального состояния этого оборудования. По способу действия различают сигнализацию световую и звуковую.

Сигнализация положения выключателей изложена выше при рассмотрении схем дистанционного управления ими. Сигнализацию положения разъединителей предусматривают только в РУ с двумя системами

сборных шин и с одним выключателем на присоединение. Для этого используют специальные индикаторы, врезанные в мнемоническую схему.

При нарушении нормального режима станции приходит в действие центральная звуковая сигнализация, привлекающая внимание оперативного персонала. Звуковой сигнал выполняют, как правило, двухтональным. С этой целью устанавливают звонок или зуммер для подачи предупреждающего сигнала и сирену для оповещения об аварии. Предусматривают также световые индикаторы (сигнальные лампы, световые табло), которые указывают персоналу, на каком объекте возникло отклонение от нормального режима.

Центральная звуковая сигнализация должна обеспечивать:

а) центральный съём сигнала — с помощью кнопки на пульте оператора и автоматический (через 5—10 с) посредством реле времени; б) повторность действия: после снятия сигнала сигнализация должна быть готовой к действию; в) возможность периодической проверки сигнализации (опробование).

На рис. 32.27 показана широко применяемая схема центральной звуковой сигнализации, использующая реле импульсной сигнализации типа РИС-Э2М. Это реле *КШ* состоит из трансформатора напряжения 7Т, усилителей (триоды *VT1* и *VT2*) и поляризованного сигнального реле *К* (оно показано отдельно). Последнее имеет электромагнит с двумя обмотками 1 и 2 и общим сердечником 3, а также постоянный магнит 4 с якорем 5, к которому прикреплен контактный мостик 6.

Предупреждающая сигнализация приводится в действие от индивидуальных датчиков контроля состояния объекта — контактных термометров, манометров и др. По цепочке *В — R* подается «плюс» на шинку *ЕНР*.

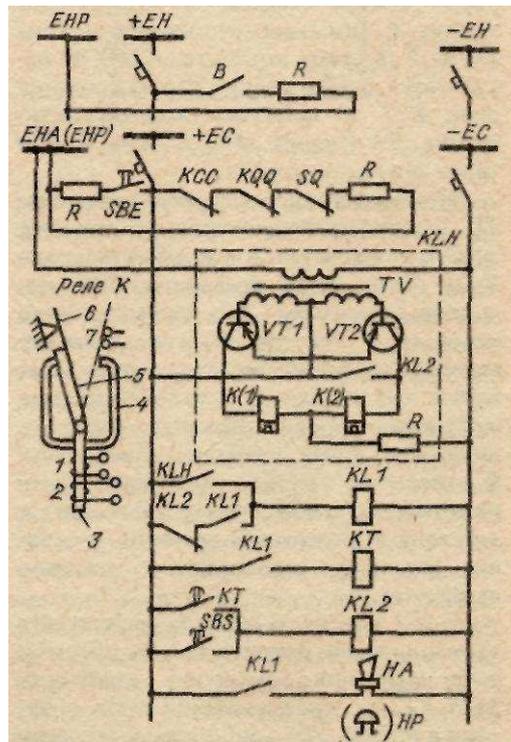


Рис. Схема центральной звуковой аварийной (предупреждающей) сигнализации

Аварийная звуковая сигнализация запускается при автоматическом отключении выключателей от релейной защиты или их самопроизвольном отключении. По цепочке $KCC-KQQ-SQ-R$, фиксирующей несоответствие последней команды с положением ключа управления действительному состоянию выключателя, подается «плюс» на шинку EHA .

При появлении напряжения на $EHA(EHP)$ к первичной обмотке трансформатора TV подводится напряжение постоянного тока, а в его вторичной обмотке и обмотке реле $K(1)$ возникает кратковременный ток переходного процесса. Якорь 5 намагничивается, получая полярность в соответствии с исходным положением реле, противоположную правому полюсу постоянного магнита. Притягиваясь к этому полюсу, якорь поворачивается, и контактный мостик 6 замыкает неподвижные контакты 7 (в схеме контакты $KШ$). В результате срабатывает промежуточное реле $KL1$ и запускает

электрическую сирену *НА* (звонок *НР*), блокируя себя через другие контакты.

При размыкании первичной обмотки *TV* меняется направление вторичной ЭДС и появляется ток в обмотке реле *K* (2). Якорь реле возвращается в исходное положение. Это свойство реле используют для тех предупреждающих сигналов, действие которых может оказаться случайным и кратковременным (кратковременное понижение напряжения). Указанные сигналы объединяют в отдельную группу, у которой центральный звуковой сигнал приходит в действие с выдержкой времени, в течение которой первопричина успевает исчезнуть.

Съем звукового сигнала происходит также подачей напряжения на обмотку реле *K* (2) при замыкании контактов реле *KL2* и осуществляется либо вручную кнопкой *SBS*, либо автоматически через определенное время, обусловленное реле времени *KT*, которое запускается контактами реле *KЫ*. При замыкании контактов *SBS* или *KT* срабатывает реле *KL2*. Опробование звукового сигнала осуществляется кнопкой *SBE*.

Повторность действия достигается включением в индивидуальные цепочки запуска сигнализации (цепь первичной обмотки *TV*) резисторов с сопротивлением *R*. Если вслед за первым выключателем (первым датчиком сигнала) отключается второй выключатель (срабатывает другой датчик), то замыкается вторая параллельная цепочка, имеющая резистор *R*, что вызывает новый переходный процесс, сопровождающийся появлением тока в обмотке *K{1}*. Аварийная сирена (звонок) срабатывает повторно. Реле принимает до 30 сигналов.

В настоящее время реле типа РИС-Э2М заменено реле типа РТД11, использующим тот же принцип срабатывания в переходном процессе и принимающим до 30 сигналов. Реле РТД11 имеет более сложную схему и отличается высокой коммутационной способностью, малым потреблением энергии и меньшими габаритами. Такие реле нашли применение на АЭС и КЭС.

Для аварийной и предупреждающей световой сигнализации используют «устройство мигающего света». На рис. 32.28 показаны две схемы такого устройства: релейная, применявшаяся длительное время, и бесконтактная, получившая применение относительно недавно.

Релейная схема использует два реле, получившие название «пульс-пары». В последних схемах используют кодовые реле с замедленным действием на срабатывание и на возврат. Релейная схема работает следующим образом. При подключении к шинке (+)EP одной из ламп приходит в действие реле *КЫ* (его обмотка включается последовательно с сигнальной лампой), свечение лампы практически отсутствует. От контактов *КЫ* срабатывает реле *КЛ2* и шунтирует обмотку *КЫ*. При этом лампы загораются ярким светом. Реле *КЫ* отпадает и размыкает цепь *КЛ2*. После этого его обмотка опять включается последовательно с лампой; последняя гаснет и цикл повторяется. Конденсаторы дополнительно замедляют реле и облегчают работу контактов.

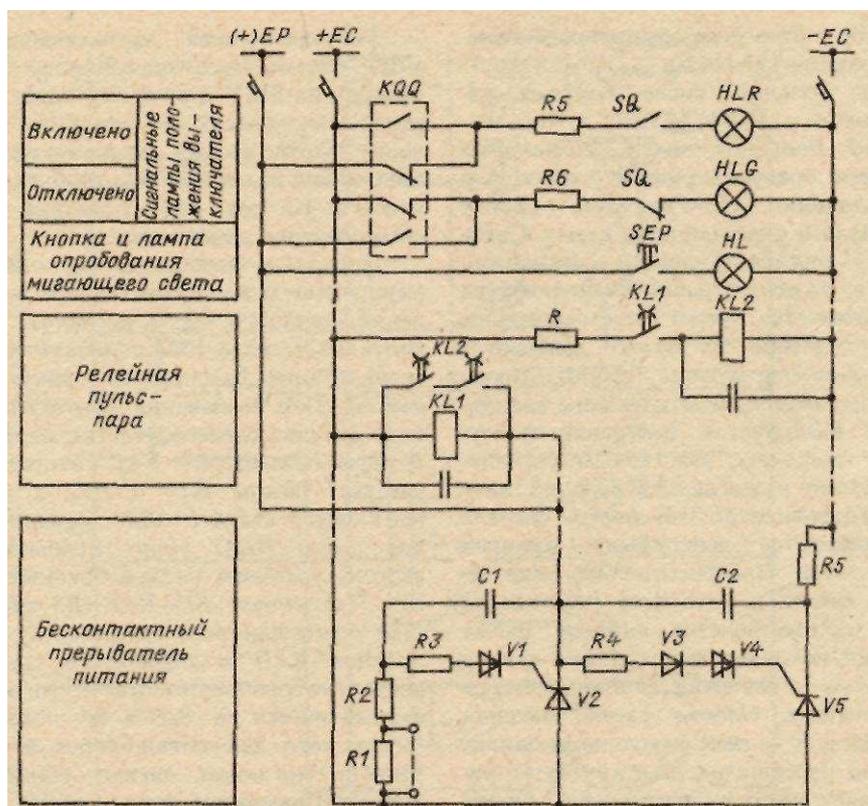


Рис. Схема устройства мигающего света

Вторая схема использует устройство — прерыватель питания бесконтактный типа ППБ2. При замыкании цепи сигнальной лампы происходит заряд конденсатора $C1$, включенного последовательно с лампой и резисторами $R1$ и $R2$; лампа не горит. Когда напряжение конденсатора $C1$ достигнет напряжения отпирания динистора $V1$, последний открывается, подавая сигнал на тиристор $V2$. Этот тиристор открывается и лампа оказывается под полным напряжением. Начинает заряжаться конденсатор $C2$ через резистор $R5$. Когда напряжение на конденсаторе достигнет напряжения отпирания динистора $V4$, последний открывается и открывает тиристор $V5$. В это время конденсатор $C2$ подключается к тиристорам $V2$, смещая его в обратном направлении. Тиристор $V2$ запирается и снимает напряжение с лампы. Снова начинается заряд конденсатора $C1$ и цикл повторяется. Шунтированием резистора $R1$ можно регулировать частоту прерывателя. Опробование устройства мигающего света осуществляется кнопкой SEP и лампой HL .

Аварийная сигнализация на ЦЩУ, ГЩУ запускается при автоматическом отключении выключателя от релейной защиты. При этом звучит сирена, зажигается табло, указывающее, на каком участке произошло отключение, и начинает мигать индивидуальная лампа отключившегося выключателя. Звуковой сигнал достаточно запускать лишь при аварийном отключении выключателя, так как автоматическому включению, автоматическому повторному включению или автоматическому вводу резерва всегда предшествует какое-либо автоматическое отключение, сопровождающееся звуковым сигналом.

При большом числе объектов, управляемых с ЦЩУ, ГЩУ, и соответственно большом числе сигнальных приборов предусматривают участковую сигнализацию, облегчающую работу персонала и упрощающую схему. Связь между индивидуальными сигналами участка и центральной сигнализацией осуществляется через промежуточное реле, действие которого фиксирует участковое сигнальное табло. Таким образом, аварийное отключение выключателя

чателя фиксируется: центральным звуковым сигналом, участковым сигнальным табло и мигающей зеленой лампой. Прекращение звукового сигнала осуществляется центральной кнопкой съема звука. Прекращение мигания зеленой лампы и погасание участка табло осуществляется кнопкой съема мигания, находящейся на одной панели с ключом управления отключившегося выключателя. Кнопка съема мигания воздействует на реле фиксации команды, которое, переключая свои контакты, переключает лампу на постоянный «плюс» и размыкает цепь звукового сигнала аварийного отключения выключателя.

Предупреждающая сигнализация на ЦЩУ извещает персонал о перегрузках генераторов, трансформаторов, работе газовой защиты, замыкании на землю в незаземленных и резонансно-заземленных сетях, ненормальном состоянии вторичных цепей (нарушении изоляции или целостности цепей, исчезновении напряжения) и др.

При действии какого-нибудь датчика, контролирующего параметры режима, приходит в действие звуковой сигнал и одновременно загорается табло с расшифровывающей надписью. Поскольку на ЦЩУ количество предупреждающих сигналов велико, все однотипные датчики в пределах одной панели действуют на общее (групповое) табло, например «снизилось давление воздуха». Одновременно на панели загорается табло, принадлежащее присоединению, на выключателе которого снизилось давление воздуха.

Технологическая сигнализация на БЩУ. Схема предупреждающей сигнализации на БЩУ о возникновении аномального режима в технологической части блока весьма разветвлена. Для повышения надежности ее разбивают на участки. На рис. 32.29 показана схема сигнализации одного участка.

Поскольку возможны как одновременное, так и последовательное поступление большого числа сигналов, индивидуальное табло *НЛА* подействовавшей сигнализации загорается мигающим светом. При

замыкании контактов любого датчика сигнала участка, например *B1*, срабатывает реле *KLJ*, которое подключает лампы *HL1* и *HL2* к шинке мигающего света (+) *EP*; индивидуальное табло *HLA1* горит прерывистым светом, указывая на неисправный объект. По цепочке *B1 — KL2 — R3* запускается участковое реле импульсной сигнализации *KLH* и появляется звуковой сигнал, который снимается вручную или автоматически (в схеме не показано). После того как появившийся и выделенный миганием сигнал обнаружен, оператор нажимает кнопку съема мигания *SBP*, замыкая цепь обмотки реле *KL2*. Последнее самоблокируется по цепи + *EЙ — B1* — замыкающий Контакт *KL2*; одновременно своими размыкающими контактами реле разрывает цепь первичной обмотки трансформатора *TV* и отключает реле *КЫ*. Лампы *HL1* и *Я12* переключаются с шинки (+) *EP* на шинку + *EH*; табло обнаруженного сигнала переводится на ровное свечение, С помощью расшифровывающей сигнализации оператор определяет вид нарушения режима объекта. Табло гаснет, когда устраняется первопричина нарушения нормального режима и контакты датчика *B1* размыкаются. Появление нового сигнала сопровождается звуковым сигналом и миганием нового табло.

На блочных щитах управления предусматривают еще аварийную технологическую сигнализацию, извещающую дежурный персонал о срабатывании технологических защит энергоблока, а также об аварийных отклонениях некоторых технологических параметров. Она выполняется так же, как и технологическая предупреждающая сигнализация, и отличается лишь тембром звукового сигнала.

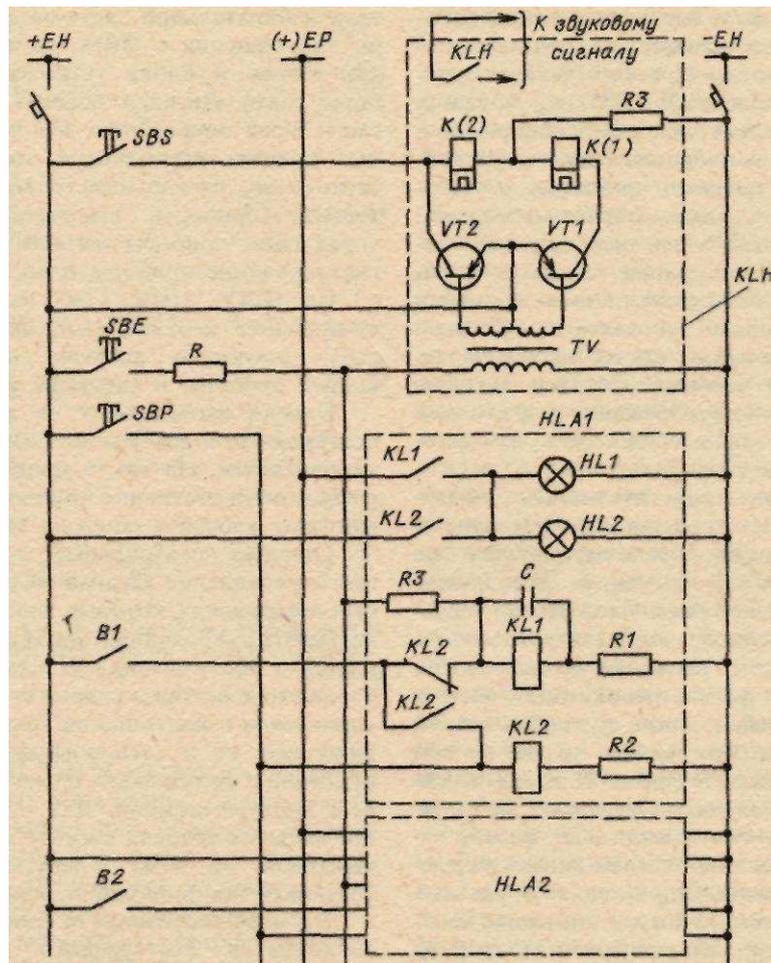


Рис. Схема предупреждающей технологической сигнализации участка БЩУ

При автоматизированной системе управления всякое нарушение нормального режима сопровождается звуковым сигналом на посту управления и появлением на экране дисплея обобщенного сообщения о месте и характере события. Эта информация может быть далее подробно расшифрована по запросу оператора. При этом осуществляется автоматическая регистрация основных данных о произошедшем событии: времени события, изменении в оперативной схеме, действия релейной защиты и автоматики, действия оператора и пр. Таким образом, дежурный персонал освобождается от необходимости ведения оперативного журнала.

На мощных КЭС и АЭС, как указано выше (§ 32.3), вместо релейных схем применяют логические элементы (УКТС); на них выполняют и сигнализацию станции.

Лекция 11-13. Щиты управления. Средства отображения информации

При любом уровне автоматизации управления технологическим процессом электростанции за человеком-оператором остается или ведущая, или контролирующая роль. При нормальном функционировании АСУ ТП соблюдается режим диалога человек — машина, а в случае каких-либо неполадок в устройствах АСУ оператор принимает управление на себя. Таким образом, оператор должен располагать необходимой информацией об управляемом объекте, а также соответствующими органами дистанционного управления. С этой целью сооружают посты (щиты) управления, где размещаются все технические средства отображения информации и органы управления. Здесь же находится оперативный персонал.

Основным конструктивным элементом щита управления является панель. Обычно панели классифицируют по назначению и по форме исполнения. По назначению различают панели управления, релейной защиты и автоматики, сигнализации, регистрирующих приборов, а по форме исполнения — панели вертикальные плоские, пульта и шкафы управления (последние предназначены для установки в цехах). Плоские вертикальные панели рассчитаны на двухстороннее обслуживание. На фасаде панели располагают: мнемоническую схему с ключами управления и указателями положения коммутационных аппаратов, измерительные приборы, сигнальные табло. На задней стороне панели размещают сборки зажимов, сборные шинки, контрольные кабели.

Пульт — это наклонная односкатная панель, на которой монтируют аппараты управления основных электрических цепей — генераторов, главных трансформаторов, междушинных связей, т. е. цепей, где часто приходится проводить операции управления и регулирования. Измерительные приборы этих цепей размещают обычно на вертикальных

панелях, расположенных на некотором расстоянии против соответствующих пультов.

На БЩУ ТЭС и АЭС используют оба типа панелей — плоские вертикальные и пульты. На пульты выносят аппаратуру управления, номеронабиратели избирательной системы, клавиатуру для общения с ЭВМ, индивидуальные ключи и блоки управления, приборы связи. Дисплеи обычно располагают перед оператором. На вертикальных панелях располагают мнемоническую схему, сигнальные табло, измерительные приборы, некоторые ключи управления, приборы сигнализации, регистрирующие приборы и др.

На ЦЩУ, ЦПУ ГЭС используют в основном вертикальные панели. На стол дежурного выносят некоторые ключи, приборы и аппараты связи. Панели изготавливают на заводах и поставляют на объект полностью смонтированными. На месте прокладывают сигнально-оперативные шинки и подключают кабели к сборкам зажимов.

Главные, центральные и блочные щиты управления устанавливают в особых помещениях, которые должны удовлетворять требованиям удобного размещения и обслуживания. Блочные щиты управления, которые содержат аппараты управления и контроля не только электрического, но и технологического оборудования, размещают обычно в главном корпусе станции. Для обеспечения нормальных условий работы дежурного персонала на БЩУ предусматривают установки кондиционирования воздуха.

По мере увеличения мощности энергоблоков и постепенного внедрения автоматизированных систем управления видоизменяются средства отображения информации и соответственно оборудование и компоновка ЩУ. Для электростанций с энергоблоками мощностью 100—200 МВт и ручной системой управления обычно используются индивидуальные измерительные приборы, световые табло и командоаппараты (*КА*) (рис. 32.30, *а*), т. е. осуществляются индивидуальные связи между оператором (*ОП*) и объектами управления (*ОУ*). Щит управления получается громоздким. На мощных

электростанциях с энергоблоками мощностью 300 МВт и более применяют групповые связи между оператором и объектами управления (рис. 32.30,б): измерения по вызову с помощью группового измерительного прибора (ГИП) и клавиатуры (Кл) избирательное управление с использованием клавиатуры или дисковых номеронабирателей. Для особо ответственных объектов сохраняются индивидуальные приборы и ключи управления.

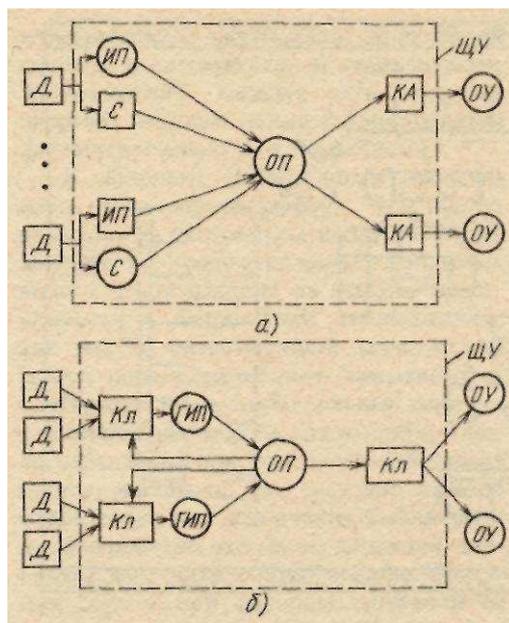


Рис. Структурная схема управления и отображения информации электростанции: а — с блоками 100 — 200 МВт; б — с блоками 300 МВт

Для мощных электростанций с энергоблоками 1000—1200 МВт типична автоматизированная система управления. При использовании АСУ ТП в нормальном режиме большая часть информации используется для непосредственного воздействия на объект через устройства автоматического управления. Оператору необходима лишь ограниченная информация о состоянии энергоблока в целом. В аварийных условиях у оператора возникает потребность в дополнительной информации по отказавшему оборудованию или узлу АСУ. Таким образом возникает необходимость в отборе отображаемой информации и управлении ею.

Для отображения информации используют как традиционные средства (мнемосхему, табло сигнализации, индивидуальные приборы), так и новые — дисплеи или электронно-лучевые индикаторы (ЭЛИ). Для представления расшифровываемой информации наиболее удобны дисплеи, для наблюдения за важными параметрами — цифровые приборы с адресным принципом вызова. На современных мощных электростанциях внедряют цветные ЭЛИ, позволяющие представлять как алфавитно-цифровую, так и графическую многоцветную информацию.

Дисплеи монтируют на БЩУ перед рабочим местом оператора-технолога, а на пульте управления располагают клавиатуру, с помощью которой осуществляется управление работой ЭЛИ — вызов информации, ввод директивных команд. Оператор может вызвать отображение нужной ему информации на экран ЭЛИ в любой форме: в виде мнемосхемы, графика, таблицы или словесного текста. Для динамической информации используют многоцветные изображения. Так, например, параметры, не вышедшие за допустимые пределы, изображаются зеленым цветом, а отклонившиеся от этих пределов выделяются красным цветом и миганием.

При выходе технологических параметров за допустимые пределы, аварийном отключении оборудования и других неисправностях соответствующая информация появляется на экране ЭЛИ автоматически. В качестве резервной сигнализации (в ограниченном объеме) используется световое табло.

На рис. 32.31 показан план БЩУ АЭС с блоками 1000 МВт. На щите три рабочих места: оператора реакторного отделения (РО), оператора машинного зала (МЗ) и начальника смены блока (заместителя начальника смены станции). Перед операторами РО и МЗ расположены панели пультов с клавиатурой для взаимодействия с УВС, пульты с ключами и блоками управления; позади пультов расположены цветные дисплеи. Пульта являются" основным оперативным контуром. Оперативный контур из

плоских вертикальных панелей, выполненный по незамкнутому многоугольнику, имеет вспомогательное назначение.

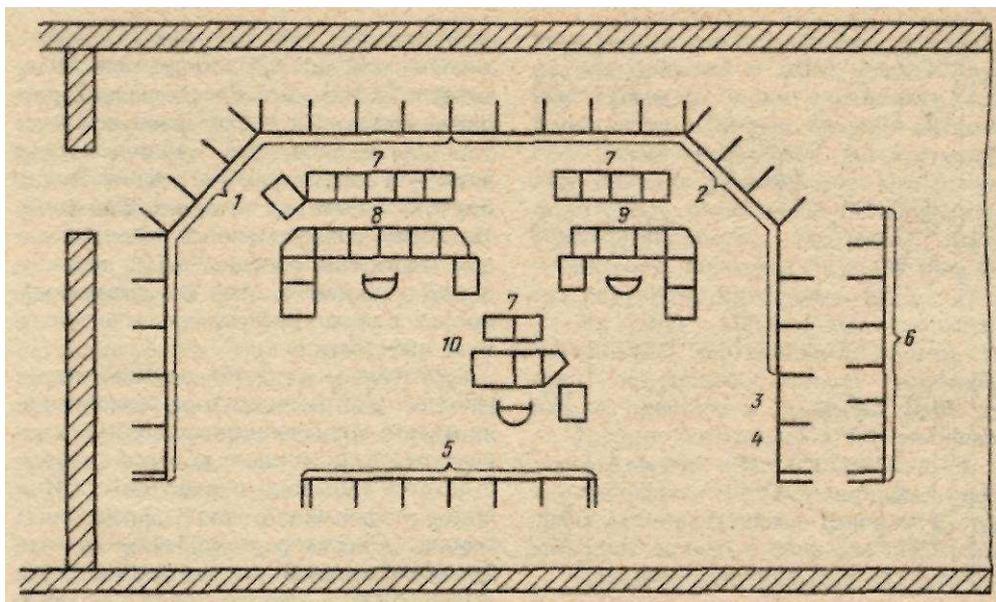


Рис. Блочный щит управления АЭС с блоками 1000 МВт:

1 — панели вспомогательного оперативного контура реактора; 2 — то же машзала; 3 — панель генератора; 4 — панели трансформаторов СН; 5 — панели системы обеспечения безопасности; 6 — панели самопишущих прибором, синхронизации, резервные; 7 — цветные дисплеи; 8 — пульт оператора реакторного отделения; 9 — то же оператора машзала; 10 — То же начальника смены блока

В нем представлена мнемосхема с вмонтированными приборами сигнализации, нормально погашенными, и ключами управления. Левая часть этого контура принадлежит РО, правая — МЗ. Крайние панели в правой части являются панелями генератора и трансформаторов СН. Во втором ряду правой части этого контура расположены также плоские вертикальные панели регистрирующих приборов, приборов синхронизации, резервные. Сзади операторов находятся панели системы обеспечения безопасности.

Лекция 14. Источники энергии для вспомогательных цепей

Для работы систем управления, сигнализации, измерений и защиты необходимы специальные источники энергии, отвечающие требованию высокой надежности. В качестве таких источников могут быть использованы аккумуляторные батареи, имеющиеся на станциях (гл. 27). Они отвечают требованию надежности, поскольку их работа не зависит от режима энергосистемы. Кроме того, они имеют достаточную мощность и стабильное напряжение 220 В. Переменный ток может быть получен с помощью инверторов.

На станциях малой мощности и на подстанциях аккумуляторные батареи, как правило, отсутствуют. В этих условиях необходимую для вспомогательных цепей энергию отбирают от сети энергосистемы через промежуточные устройства, обеспечивающие достаточную надежность. Постоянный ток может быть получен через выпрямители.

Источники энергии постоянного тока.

Таким источником энергии является стационарная аккумуляторная батарея, присоединенная к сборным шинам параллельно с подзарядным устройством. К сборным шинам присоединяют приемники энергии вспомогательных цепей. Чтобы обеспечить достаточную надежность электроснабжения этих цепей, выделяют сети: 1) мощных электромагнитов включения приводов масляных выключателей, 2) управления, 3) релейной защиты и автоматики, 4) сигнализации, 5) измерений. Каждая сеть получает энергию по двум линиям, защищенным автоматическими выключателями.

К сборным шинам щита постоянного тока присоединяют устройства контроля за состоянием изоляции сетей. Понижение сопротивления изоляции, вплоть до замыкания на землю, может привести к неприятным последствиям, так как в разветвленной сети всегда могут появиться второе замыкание и соответствующие параллельные цепи через землю. Контакты какого-либо ключа управления или реле могут оказаться шунтированными, что вызовет ложное отключение или включение выключателя. Устройство контроля изоляции позволяет измерять сопротивление изоляции сети и при

опасном снижении ее на одном из полюсов (до 15 — 20 кОм) приводит в действие световую и звуковую предупреждающую сигнализацию.

Устройство контроля изоляции (рис. 32.32) построено по схеме моста. Плечами моста служат два резистора с одинаковым сопротивлением $R1$ и $R2$ и сопротивления изоляции полюсов сети $R3$ и $R4$. К одной диагонали моста приложено напряжение аккумуляторной батареи, а в другую диагональ включены гальванометр G и реле LH . При равенстве сопротивлений изоляции полюсов напряжение и ток в диагонали равны нулю. Если сопротивление изоляции одного из полюсов понижается, в диагонали появляется ток, направленный в одну или другую сторону, в зависимости от того, на каком полюсе произошло понижение сопротивления изоляции. Подбирая соответствующим образом сопротивления $R1$ и $R2$ и чувствительность реле, можно обеспечить срабатывание реле при аварийном состоянии изоляции одного из полюсов. По шкале гальванометра, градуированной в омах, определяют сопротивление изоляции поврежденного полюса.

Лекция 15-16. Источники энергии переменного тока.

На станциях малой мощности и на подстанциях источником энергии для вспомогательных цепей является сеть

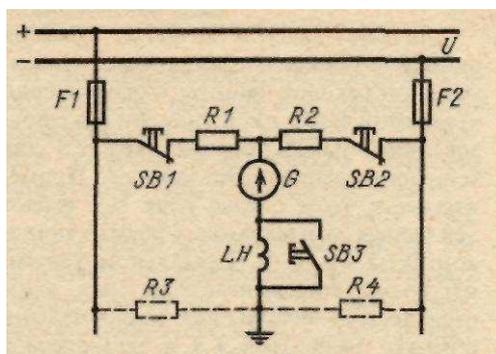


Рис. Мостовая схема контроля изоляции сети постоянного тока

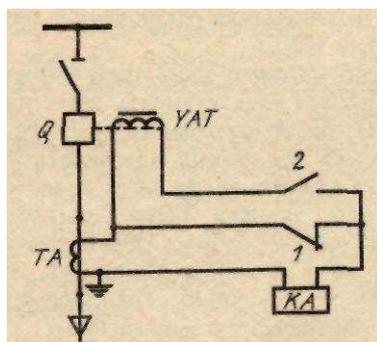


Рис. Схема использования трансформатора тока для снабжения энергией вспомогательной цепи максимальной токовой защиты энергосистемы.

Для отбора мощности используют трансформаторы СН, измерительные трансформаторы тока и напряжения. Полученный переменный ток используют непосредственно или выпрямляют с помощью полупроводниковых выпрямителей, в частности для заряда конденсаторов.

Использование измерительных трансформаторов тока. В нормальном режиме мощность, отдаваемая трансформатором тока, не превышает нескольких десятков вольт-ампер. При КЗ она возрастает пропорционально квадрату тока. Поэтому трансформаторы можно использовать только для энергоснабжения вспомогательных цепей токовых релейных защит, работа которых связана с резким увеличением тока в защищаемой цепи.

На рис. в качестве примера приведена однолинейная схема максимальной токовой защиты с ограниченно зависимой выдержкой времени с использованием трансформатора тока *ТА* для вспомогательной цепи защиты. Применяемые в этом случае реле *КА* имеют усиленные замыкающие и размыкающие контакты *2* и *1*. В нормальном режиме нагрузкой трансформатора тока является только небольшое сопротивление обмотки реле. При КЗ в защищаемой ветви реле срабатывает и подключает последовательно к себе обмотку электромагнита отключения *УАТ* выключателя *Q*. Выключатель отключается, разрывая цепь КЗ.

Используемый здесь трансформатор тока должен удовлетворять двум требованиям: до срабатывания реле его погрешность не должна превышать

10%, а после срабатывания реле отдаваемая мощность должна быть достаточной для надежной работы электромагнита отключения привода. Мощность, отбираемая с помощью трансформатора тока, определяется выражением:

$$S = I_2^2 Z_2 = \left(\frac{|I_1 - I_0|}{n} \right)^2 Z_2,$$

где I_2 — вторичный ток; I_1 и I_0 — векторы первичного тока и тока намагничивания; Z_2 — сопротивление вторичной цепи; n — отношение чисел витков вторичной и первичной обмоток.

При неизменном первичном токе отдаваемая мощность с увеличением сопротивления нагрузки сначала увеличивается, а потом уменьшается, что связано с быстрым увеличением намагничивающего тока (рис. 32.34). Каждому значению первичного тока соответствует определенное сопротивление нагрузки, при которой отдаваемая мощность имеет наибольшее значение. За расчетную принимают кривую $S = f(Z_2)$, соответствующую минимальному расчетному току КЗ $I_{к\ min}$. Пользуясь этой кривой, при данном сопротивлении вторичной цепи определяют отдаваемую мощность, которая должна превышать (с запасом) мощность срабатывания электромагнита отключения выключателя.

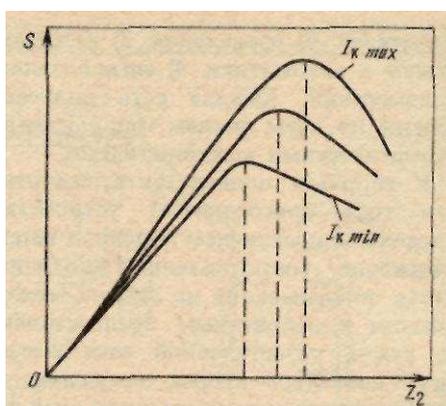


Рис. Кривые зависимости мощности, отдаваемой трансформатором тока, от нагрузки

Использование измерительных трансформаторов напряжения. Трансформаторы напряжения могут быть использованы для снабжения энергией цепей управления и контроля, которые работают при нормальных, а также аномальных режимах, не сопровождающихся значительным понижением напряжения. Сюда относятся сигнальные цепи защит от перегрузки, защит от однофазных замыканий в незаземленных сетях, устройств автоматического ввода резерва и др.

На рис. 32.35 в качестве примера приведена схема токовой защиты нулевой последовательности линии в незаземленной сети. Для цепей токового реле KA , подключенного к трансформатору тока нулевой последовательности TA , использовано линейное напряжение трансформатора напряжения TV . При замыкании на землю в любой точке сети междуфазные напряжения не изменяются и реле срабатывает.

Использование предварительно заряженных конденсаторов. Для надежного действия механизма отключения привода выключателя следует подвести к электромагниту отключения в течение времени его срабатывания необходимую энергию. Время срабатывания измеряется сотыми долями секунды, поэтому достаточен кратковременный импульс, который легко получить от конденсатора соответствующей мощности.

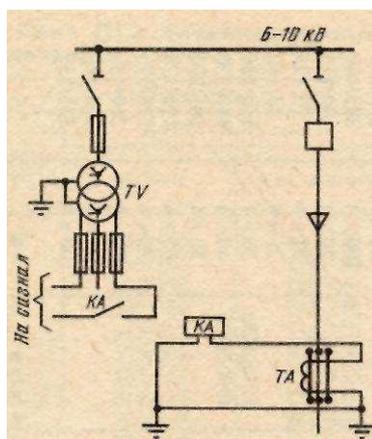


Рис. Схема использования трансформаторов напряжения для снабжения энергией вспомогательной цепи защиты от однофазных замыканий на землю

Условия надежной работы электромагнита отключения можно записать следующим образом:

$$\frac{CU^2}{2} 10^{-6} = K_{\text{зап}} W \quad \text{и} \quad t_{\text{имп}} \geq t_s$$

где C — емкость конденсатора, мкФ; U - напряжение на его обкладках, В; $K_{\text{зап}}$ — коэффициент запаса; W — энергия срабатывания электромагнита, Вт • с; $t_{\text{имп}}$ — время первого импульса разряда, равное половине периода собственных колебаний контура разряда; t_s — время срабатывания привода.

Предварительный заряд конденсаторов производят в условиях нормального режима обслуживаемой цепи, поэтому для этой цели могут быть использованы трансформаторы напряжения, присоединенные к цепи или к сборным шинам установки. Во время заряда к обкладкам конденсатора подводят возможно более высокое напряжение, чтобы получить нужную энергию при меньшей емкости конденсатора. Обычно напряжение заряда составляет 400 В.

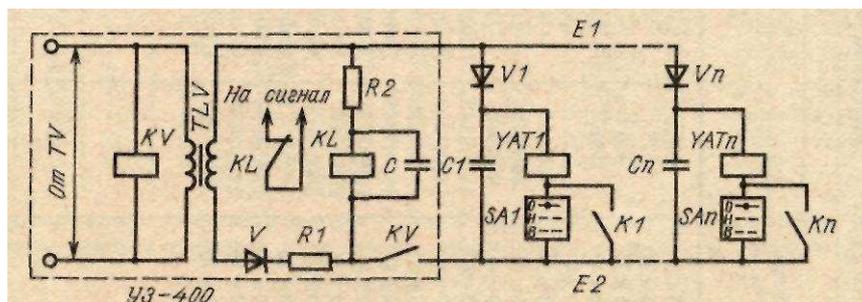


Рис.Схема питания электромагнитов отключения от батарей предварительно заряженных конденсаторов с общим зарядным устройством типа УЗ-400

На рис. (слева) показана упрощенная схема зарядного устройства типа УЗ-400, предназначенного для заряда конденсаторов C_1, \dots, C_n , электромагнитов отключения YAT_1, \dots, YAT_n приводов выключателей. Чтобы исключить возможность одновременного разряда всех конденсаторов при замыкании контактов ключа управления или релейной защиты в какой-либо цепи, например SA_1 или K_1 , предусмотрены разделительные полупроводниковые выпрямители V_1, \dots, V_n . Вторичное напряжение измерительного трансформатора повышается промежуточным трансформатором TLV до 400 В, выпрямляется выпрямителем V и подается к шинкам E_1, E_2 . Резистор R_1 защищает выпрямители и трансформатор TLV при пробое конденсаторов. Реле напряжения KV , включенное со стороны первичной обмотки трансформатора TLV , контролирует напряжение, подводимое к зарядному устройству. При глубоком понижении напряжения (до $0,7 - 0,8C_{\text{ном}}$ и ниже) реле своими контактами отделяет конденсаторы от зарядного устройства. Поляризованное реле KL , реагирующее на резкое изменение напряжения, сигнализирует о появлении аномальных режимов в конденсаторном устройстве — пробое конденсаторов или выпрямителей, обрыве цепи. Резистор R_2 и шунтирующий конденсатор C обеспечивают нормальную работу реле.

3 Методические рекомендации по проведению лабораторных и практических занятий

ПРАКТИЧЕСКИЕ ЗАНЯТИЯ (56 ЧАСОВ)

(7 семестр)

1. Расчетные условия выбора и проверки электрических аппаратов - 2 часа
2. Выбор и проверка гибких и жестких шин и изоляторов - 4 часа
3. Выбор и проверка выключателей и разъединителей - 4 часов
4. Выбор и проверка измерительных трансформаторов тока - 2 часа
5. Выбор и проверка измерительных трансформаторов напряжения - 2 часа
6. Нагрузочная способность трансформаторов и автотрансформаторов - 2 часа
7. Выбор токоограничивающих реакторов - 2 часа

(8 семестр)

1. Расчет аккумуляторного устройства - 2 часа
2. Расчет заземляющего устройства - 2 часа
3. Расчет молниезащиты - 2 часа
4. Расчет компенсирующего устройства - 2 часа
5. Центральная сигнализация на ЭС и ПС - 2 часа
6. Местное и дистанционное управление коммутационными аппаратами - 2 часа
7. Блокировка разъединителей - 2 часа.

(9 семестр)

1. Разработка планов ОРУ- 4 часа
2. Применения типовых и комплектных РУ на электрических станциях и подстанциях - 4 часа
3. Разработка собственных нужд на электрических станциях и подстанциях-4 часа
4. Разработка планов заземления и молниезащиты ОРУ- 2 часа

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА (31 часа)

(7 семестр)

1. Исследование электродинамических усилий между шинами - 4 часа
2. Плавкие предохранители - 2 часа
3. Исследование схемы контроля изоляции в сети переменного тока - 2 часа
4. Проверка масляного выключателя и привода - 4 часа
5. Проверка силового трансформатора - 2 часа

(8 семестр)

1. Конструкция и компоновка ОРУ со сборными шинами - 2 часа
2. Испытание низковольтных аппаратов - 4 часа
3. Испытание измерительных трансформаторов тока - 4 часа

4. Испытание измерительных трансформаторов напряжения - 4 часа

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.

КУРСОВОЙ ПРОЕКТ

1. Включает в себя проектирование «Электрических станций и подстанций» по индивидуальному варианту. Выполняется по / 6 /, (8 семестр)

2. Включает в себя проектирование «Проектирование собственных нужд электрических станций и подстанций» по индивидуальному варианту. Выполняется по / 6 /, (9 семестр)

Курсовые проекты выполняются по учебному пособию «Электрическая часть станций и подстанций». Ю.В. Мясоедов, Н.В. Савина, А.Г. Ротачева. Благовещенск 2007г.

Вопросы для самопроверки при защите курсового проекта

1. Расскажите об организации и методах проектирования энергетических объектов.
2. Расскажите о типах электрических станций и их особенностях.
3. Какими нормативными материалами пользуются проектировщики?
4. Расскажите о стадиях проектирования электрической станции.
5. Перечислите критерии, используемые для сравнения различных вариантов электроустановки.
6. Перечислите основные требования, предъявляемые к главным схемам электрических соединений станции.
7. Перечислите исходные данные, необходимые для выбора главной схемы.

8. Какую схему следует выбрать для подключения потребителей первой категории?
9. Изложите порядок выбора силовых трансформаторов.
10. В каких случаях применяются автотрансформаторы?
11. Каковы условия выбора и проверки высоковольтных выключателей и разъединителей?
12. В каких случаях используются секционные и линейные реакторы?
13. Изложите порядок выбора линейного реактора.
14. Изложите порядок выбора и проверки сборных шин генераторного напряжения
15. В каких случаях используются комплектные токопроводы?
16. Каковы условия и порядок выбора кабеля?
17. Изложите основные требования к компоновке и конструкции РУ.
18. В каких случаях сооружаются ЗРУ 35—220 кВ?
19. Перечислите факторы, определяющие тип и конструкцию РУ.
20. Объясните преимущества применения типовых и комплектных РУ.
21. Расскажите о принципах компоновки и конструкции кабельных сооружений, аккумуляторного блока.
22. Как выполняется защита оборудования от внешних и внутренних перенапряжений?
23. Изложите порядок проектирования заземления.
24. Изложите основные принципы организации управления на мощных тепловых станциях.
25. Перечислите факторы, определяющие структуру управления станцией.
26. Как производится выбор источников и схемы оперативного тока?
27. В каких случаях целесообразно использование переменного оперативного тока?
28. Как осуществляется дистанционное управление высоковольтными выключателями и блокировка от неправильных действий?
29. Изложите принципы проектирования измерительной подсистемы?
30. Как проектируются щиты управления?

ЗАДАНИЯ НА КОНТРОЛЬНЫЕ РАБОТЫ

Для специальностей 140204 и 140205

Для закрепления материала курса программой предусмотрено выполнение двух контрольных работ, которые представляют собой элементы проектирования.

В установленные сроки контрольные работы должны быть выполнены студентом и представлены преподавателю для проверки. Для сдачи экзамена по курсу студент должен иметь зачет по контрольным работам.

Номер варианта определяется по двум последним цифрам шифра студента.

КОНТРОЛЬНАЯ РАБОТА 1

На основании исходных данных (табл. 1) и суточных графиков нагрузки (рис. ПЗ.1) выбрать экономически целесообразную мощность трансформаторов двухтрансформаторной подстанции с учетом надежности электроснабжения (рис. ПЗ.2).

Таблица 1.

Параметры	Варианты и исходные данные									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	0
1. Максимальная нагрузка подстанции $P_{\max, \text{МВт/ч}}$	Последняя цифра шифра									
	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55
2. $\cos(\varphi)$	0.81	0.82	0.83	0.84	0.85	0.86	0.87	0.88	0.89	0.90
3. Доля потребителей 1-й категории, %	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28

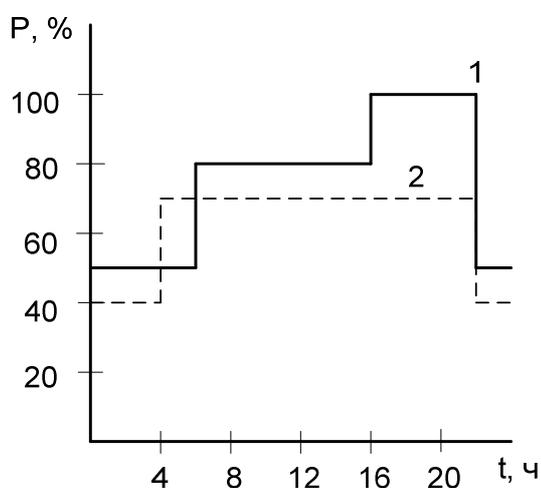


Рисунок- ПЗ.1 (1 – зима, 2 – лето)

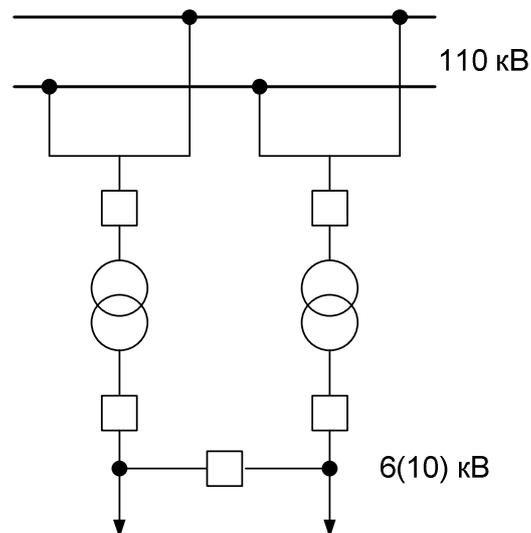


Рисунок- ПЗ.2

Указания

1. Для выбора экономически целесообразной мощности трансформаторов с учетом надежности электроснабжения необходимо провести сопоставление трех вариантов по приведенным затратам

$$Z = p_n \cdot K + I + \Delta W_{\text{нед}} \cdot y_0,$$

где K – капиталовложений на сооружение электроустановки,
 $p_n = 0.12$ – нормативный коэффициент эффективности,
 I – годовые эксплуатационные издержки,
 $\Delta W_{нед}$ – математическое ожидание недоотпуска электроэнергии,
 y_0 – удельный ущерб от недоотпуска.

2. Тип и параметры трансформаторов, устанавливаемых на подстанции, выбираются на основании заданной мощности согласно справочной литературе [4, 8, 9].

3. Определить загрузку трансформаторов в нормальном режиме для каждого из трех вариантов по следующей формуле:

⋮
;

где S_T – мощность предварительно выбранного трансформатора, $МВ \cdot А$.

4. Определить загрузку при вынужденном простое одного из трансформаторов

⋮
;

5. Выделить варианты, в которых при вынужденном простое одного из трансформаторов нагрузка потребителя ограничивается. Мощность потребителей, которые при этом будут снабжаться электроэнергией, определяется исходя из 40%-й перегрузки оставшегося в работе трансформатора

⋮

При этом предусматривается отключение лишь части нагрузки потребителей второй категории.

6. Чтобы сопоставить рассматриваемые варианты мощностей трансформаторов по приведенным затратам необходимо определить для каждого варианта недоотпуск энергии с учетом продолжительности работы по зимнему и летнему графикам (рис. ПЗ.3).

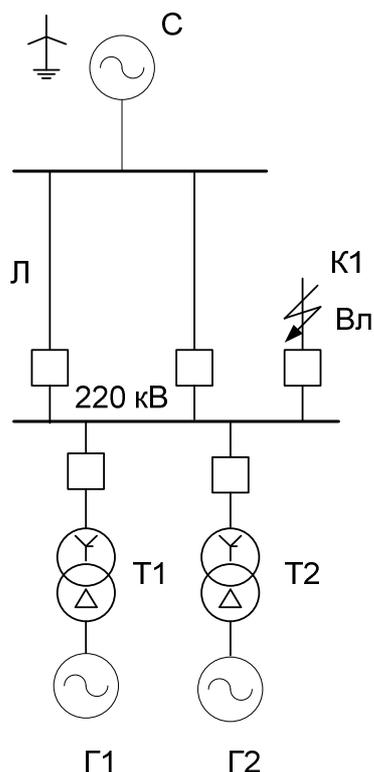


Рисунок- ПЗ.3

$$\Delta W_{нед} = (F_{эз} \cdot d_з + F_{эл} \cdot d_л) \cdot k_с,$$

где $F_{эз}$ и $F_{эл}$ – суточная недоотпущенная электроэнергия для зимних и летних суток (определяется из графиков);

$d_з = 200$ дн.; $d_л = 165$ дн. – соответственно число дней работы по зимнему и летнему графикам;

$k_с$ – коэффициент вынужденного простоя.

7. Коэффициент $k_с$ соответствует режиму, когда один из двух трансформаторов находится в вынужденном простое из-за его собственного отказа или отказа выключателя на низшей стороне трансформатора [5]:

$$k_с = 2 \cdot (k_{см} + k_{св}) = 2 \cdot \left(\frac{\omega_m \cdot T_{см}}{8760} + \frac{\omega_с \cdot T_{св}}{8760} \right),$$

где $k_{см}$ и $k_{св}$ – коэффициенты вынужденного простоя трансформатора и выключателя на стороне низшего напряжения;

ω_m и $\omega_с$ – соответственно параметры потоков отказов трансформатора и выключателя;

$T_{см}$ и $T_{св}$ – соответственно средние времена восстановления трансформатора и выключателя.

Значения параметров потока отказов и среднее время восстановления $T_{см}$ и $T_{св}$ определяются по [4, 5, 10].

Результаты расчетов для всех вариантов рекомендуется свести в таблицу-2 по приведенной ниже форме.

Таблица-2

Показатели	Варианты		
	1	2	3
S_{TP} , МВ·А			
K , тыс. р.			
$P_{ав}$, МВт			
\dot{W} , кВт·ч			
$\Delta W_{неод}$, кВт·ч			
$p_n \cdot K + I$, тыс. р.			

8. Ежегодные издержки I состоят из стоимости потерь энергии в трансформаторах $I_{ном}$ и отчислений на амортизацию, ремонт и обслуживание – I_α :

$$I_\alpha = \alpha \cdot K,$$

где α – норма амортизационных отчислений.

При расчете стоимости потерянной в трансформаторах электроэнергии принимается, что трансформаторы все время находятся в нормальном режиме работы.

Стоимость потерянной энергии в стали равна 0.5 к/(кВ·ч), а в меди – 0.6 к/(кВ·ч).

9. По данным таблицы построить зависимость приведенных затрат для рассматриваемых вариантов в функции удельного ущерба от недоотпуска электроэнергии потребителям и определить область экономически целесообразного применения трансформаторов различных мощностей.

Граничное значение удельного ущерба, при котором целесообразен переход от одного варианта к другому, определяется:

$$y_{0зр} = \frac{p_n \cdot K_2 + N_2 - p_n \cdot K_1 - N_1}{\Delta W_{неод1} - \Delta W_{неод2}},$$

КОНТРОЛЬНАЯ РАБОТА 2

Для энергосистемы, схема которой представлена на рис. П3.3, выбрать выключатель B и определить скорость восстанавливающегося напряжения на его полюсах при отключении к. з. в точке $K1$ (при условии, что линия, на которой произошло к. з., со стороны системы отключена).

Считаем, что турбогенераторы $G1$ и $G2$ одинаковой мощности и протяженность всех линий связи с системой одинакова. Параметры, определяющие исходные данные, приведены в табл. 3.

Таблица 3

Параметры	Варианты и сходные данные									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	0
	Последняя цифра шифра									
Мощность турбогенераторов $G1, G2$, МВт	500	300	200	160	150	120	100	63	60	25
Длина линии связи l , км $X_{y01} = 0.4$, Ом/км	100	150	200	100	150	200	100	150	200	100
	Предпоследняя цифра шифра									
Мощность системы S , МВ·А	10000	9000	8000	7000	6000	3000	2000	1000	900	800
$X_{c1} = X_{c2}$	0.5	0.6	0.6	0.7	0.8	0.9	0.75	0.65	0.85	0.69

Где X_{c1} – относительное номинальное сопротивление системы (прямой последовательности);

X_{c2} – относительное номинальное сопротивление системы (обратной последовательности);

l – длина линии связи с системой;

X_{y01} – индуктивное сопротивление линии на 1 км длины (прямой последовательности);

X_{y00} – индуктивное сопротивление линии на 1 км длины (нулевой последовательности).

Указания к выполнению контрольной работы

1. Выбрать тип и параметры генераторов $G1, G2$ и трансформаторов $T2, T2$ по справочной литературе [4, 8, 9].

2. Составить схемы замещения прямой и нулевой последовательностей и рассчитать токи к.з., выбрать выключатель B и проверить его по восстанавливающемуся напряжению.

3. Подробно методика расчета восстанавливающегося напряжения приведена в [1], с. 129—141.

Литература для выполнения контрольных работ

1. Электрическая часть станций и подстанций. / Под ред. А. А. Васильева. - М.: Энергия, 1980. - 608 с.
2. Справочник по проектированию электроэнергетических систем. / Под ред. С. С. Рокотяна и Н. М. Шапиро. - М.: Энергия, 1977. - 286 с.
3. Электрическая часть электростанций и подстанций: - Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. / Под ред. Б. Н. Неклепаева. - М.: Энергия, 1978. - 456 с.
4. Электротехнический справочник. Т. 3, книга 1: Производство, передача и распределение электрической энергии. / Под общ. ред. проф. МЭИ В. Г. Герасимова, П. Г. Грудинского и др. - М.: Энергоиздат, 1982. - 656 с.
5. Гук Ю. Б. Основы надежности электроэнергетических установок. - Л.: Изд. ЛГУ, 1978. - 192 с.

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 - (2 часа).

Электрические станции: назначение, виды особенности, тенденции развития, воздействия на окружающую среду.

Тема 2. СИЛОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ - (6 часов)

Синхронные генераторы, синхронные компенсаторы, силовые трансформаторы: конструктивные особенности, режим работы, управление нормальным режимом. Вольтодобавочные трансформаторы.

Тема 3. ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ РАСПРЕДУСТРОЙСТВ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ - (6 часов)

Условия выбора и проверки аппаратов. Нагрев аппаратов в нормальном режиме и при коротком замыкании. Электродинамическое действие тока короткое замыкание.

Тема 4. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ АППАРАТЫ И ИХ ВЫБОР - (14 час)

Высоковольтные выключатели: назначение, виды, область применения, способы гашения дуги, тенденция развития. Разъединители, короткозамыкатели, отделители, заземляющие ножи. Плавные предохранители. Измерительные трансформаторы тока и напряжения. Разрядники, ограничители перенапряжений. Реакторы токоограничивающие и компенсирующие. Компенсирующие устройства. Коммутационные аппараты в сетях до 1000 В.

Тема 5.Заземляющие устройства, расчет заземляющего устройства – (4 часа)

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	Электрические станции: назначение, виды особенности, тенденции развития, воздействия на окружающую среду. Работа с литературой: 1. Рожкова Л.Д., Корнеева Л.К. Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций.- М.: Академия, 2004. 2. Электротехнический справочник. Том 3, книга 1. М: Энергоатомиздат. 2002г., 878 с.	2	Блиц-опрос	1 неделя
2	Синхронные генераторы, синхронные компенсаторы, силовые трансформаторы Работа с литературой: 1. Рожкова Л.Д., Корнеева Л.К. Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций.- М.: Академия, 2004. 2. Электротехнический справочник. Том 3, книга 1. М: Энергоатомиздат. 2002г., 878 с.	2	Защита по лабораторным работам	2 неделя
3	Синхронные генераторы, синхронные компенсаторы, силовые трансформаторы Работа с литературой: 1. Рожкова Л.Д., Корнеева Л.К. Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций.- М.: Академия, 2004. 2. Электротехнический справочник. Том 3, книга 1. М: Энергоатомиздат. 2002г., 878 с.	2	Блиц-опрос	3 неделя
4	Синхронные генераторы, синхронные компенсаторы, силовые трансформаторы Работа с литературой: 1. Рожкова Л.Д., Корнеева Л.К. Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций.- М.: Академия, 2004. 2. Электротехнический справочник. Том 3, книга 1. М: Энергоатомиздат. 2002г., 878 с.	2	Защита по лабораторным работам	4 неделя
5	Условия выбора и проверки аппаратов Работа с литературой: 1. Рожкова Л.Д., Корнеева Л.К. Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций.- М.: Академия, 2004. 2. Мясоедов Ю.В., Савина Н.В., Ротачева А.Г. Учебное пособие по проектированию «Электрическим станциям и подстанциям».	2	Блиц-опрос	5 неделя
6	Нагрев аппаратов в нормальном режиме и при коротком замыкании Работа с литературой: 1. Рожкова Л.Д., Корнеева Л.К. Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций.- М.: Академия, 2004. 2. Мясоедов Ю.В., Савина Н.В., Ротачева А.Г. Учебное пособие по проектированию «Электрическим станциям и подстанциям».	2	Защита по лабораторным работам	6 неделя

7	<p>Электродинамическое действие тока короткое замыкание</p> <p>Работа с литературой: 1. Рожкова Л.Д., Корнеева Л.К. Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций.- М.: Академия, 2004. 2. Мясоедов Ю.В., Савина Н.В., Ротачева А.Г. Учебное пособие по проектированию «Электрическим станциям и подстанциям».</p>	2	Блиц-опрос	7 неделя
8	<p>Электродинамическое действие тока короткое замыкание</p> <p>Работа с литературой: 1. Рожкова Л.Д., Корнеева Л.К. Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций.- М.: Академия, 2004. 2. Мясоедов Ю.В., Савина Н.В., Ротачева А.Г. Учебное пособие по проектированию «Электрическим станциям и подстанциям».</p>		Защита по лабораторным работам	8 неделя
9	<p>Разъединители, короткозамыкатели, отделители.</p> <p>Работа с литературой: 1. Рожкова Л.Д., Корнеева Л.К. Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций.- М.: Академия, 2004. 2. Мясоедов Ю.В., Савина Н.В., Ротачева А.Г. Учебное пособие по проектированию «Электрическим станциям и подстанциям».</p>	2	Блиц-опрос	9 неделя
10	<p>Плавные предохранители</p> <p>Работа с литературой: 1. Рожкова Л.Д., Корнеева Л.К. Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций.- М.: Академия, 2004. 2. Мясоедов Ю.В., Савина Н.В., Ротачева А.Г. Учебное пособие по проектированию «Электрическим станциям и подстанциям».</p>		Защита по лабораторным работам	10 неделя
11	<p>Выбор жестких и гибких шин.</p> <p>Работа с литературой: 1. Рожкова Л.Д., Корнеева Л.К. Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций.- М.: Академия, 2004. 2. Мясоедов Ю.В., Савина Н.В., Ротачева А.Г. Учебное пособие по проектированию «Электрическим станциям и подстанциям».</p>		Блиц-опрос	11 неделя
12	<p>Измерительные трансформаторы тока</p> <p>Работа с литературой: 1. Рожкова Л.Д., Корнеева Л.К. Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций.- М.: Академия, 2004. 2. Мясоедов Ю.В., Савина Н.В., Ротачева А.Г. Учебное пособие по проектированию «Электрическим станциям и подстанциям».</p>		Защита по лабораторным работам	12 неделя
13	<p>Измерительные трансформаторы напряжения</p> <p>Работа с литературой: 1. Рожкова Л.Д., Корнеева Л.К. Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций.- М.: Академия, 2004. 2. Мясоедов Ю.В., Савина Н.В., Ротачева А.Г. Учебное пособие по проектированию «Электрическим станциям и подстанциям».</p>		Блиц-опрос	13 неделя
14	<p>Реакторы токоограничивающие и компенсирующие</p> <p>Работа с литературой: 1. Рожкова Л.Д.,</p>	2	Защита по лабораторным работам	14 неделя

	Корнеева Л.К. Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций.- М.: Академия, 2004. 2. Мясоедов Ю.В., Савина Н.В., Ротачева А.Г. Учебное пособие по проектированию «Электрическим станциям и подстанциям».			
15	Коммутационные аппараты в сетях до 1000 В. Работа с литературой: 1. Рожкова Л.Д., Корнеева Л.К. Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций.- М.: Академия, 2004. 2. Мясоедов Ю.В., Савина Н.В., Ротачева А.Г. Учебное пособие по проектированию «Электрическим станциям и подстанциям».	2	Блиц-опрос	15 неделя
16	Коммутационные аппараты в сетях до 1000 В. Работа с литературой: 1. Рожкова Л.Д., Корнеева Л.К. Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций.- М.: Академия, 2004. 2. Мясоедов Ю.В., Савина Н.В., Ротачева А.Г. Учебное пособие по проектированию «Электрическим станциям и подстанциям».	2	Получение допуска к экзамену	16 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, выбор электрического оборудования и их компоновка.

4.4. Фонды домашних заданий

Домашние задания выполнены в виде перечня вопросов.

Комплект домашних вопросов.

(7 семестр)

1. Выбор мощности трансформаторов на подстанции.
2. Импульс квадратичного тока, определение конечной температуры нагрева проводников при коротком замыкании.
3. Плавкие предохранители: защитная характеристика, материал плавки.
4. Гашение дуги переменного тока.
5. Измерительные трансформаторы тока: назначение, полярность, схема замещения, режим работы, погрешность.
6. Токоограничивающие реакторы: назначение, выбор.
7. Электрическая дуга: факторы, способствующие и препятствующие горению.
8. Вакуумные выключатели: гашение дуги, достоинства, недостатки.
9. Гашение дуги в выключателях постоянного тока.

10. Конструкции трансформаторов тока.
11. Выбор и проверка выключателей.
12. Электродинамическое действие тока: влияние расположения проводников, их форма, методика проверки на электродинамическую стойкость.
13. Конструкции предохранителей.
14. Воздушные выключатели: гашение дуги, достоинства, недостатки.
15. Нагрев проводников в нормальном режиме и при коротком замыкании.
16. Масляные выключатели: гашение дуги, достоинства, недостатки.
17. Элегазовые выключатели: гашение дуги, достоинства, недостатки.
18. Термическая стойкость проводников и аппаратов при коротком замыкании.
19. Схемы КЭС.
20. Схемы ТЭЦ.
21. Схемы ГЭС.
22. Схемы РУВН ПС с ВН 110 кВ.
23. Схемы РУВН ПС с ВН 220 кВ.
24. Схемы РУВН ПС с ВН 330-750 кВ.
25. Схемы РУВН ПС.
26. Схемы РУВН ПС.
27. Схемы РУВН ПС с ВН 35 кВ.
28. Выбор и проверка разъединителей.
29. Выбор и проверка трансформаторов тока.
30. Выбор и проверка трансформаторов напряжения.
32. Конструкции трансформаторов напряжения.
33. Конструкция КРУЭ.
34. Конструкция КРУ и КРУН.
35. Конструкция масляных выключателей.
35. Конструкция воздушных выключателей.
35. Конструкция вакуумных выключателей.
35. Конструкция элегазовых выключателей.
36. Расчет стационарного заземления.
37. Расчет шагового напряжения.
38. Расчет напряжения прикосновения.

(8 семестр)

1. Изложите основные принципы организации управления на мощных тепловых станциях.
2. Перечислите факторы, определяющие структуру управления станцией.
3. Как производится выбор источников и схемы оперативного тока?
4. В каких случаях целесообразно использование переменного оперативного тока?
5. Как осуществляется дистанционное управление высоковольтными выключателями и блокировка от неправильных действий?

6. Как маркируются монтажные схемы?
7. Изложите принципы проектирования измерительной подсистемы?
8. Как проектируются щиты управления?

(9 семестр)

1. Требования, конструкциям распределительных устройств (РУ).
2. Выбор, типа и компоновки РУ.
3. Составление схемы заполнения ЗРУ. Планы ОРУ.
4. Выбор средств для механизации ремонтных работ в РУ.
5. Размещение электротехнических устройств на территории-электростанции.
6. Установка силовых трансформаторов и трансформаторов СН.
7. Комплектные распределительные устройства (КРУ, КРУН, КТП).
8. Система автоматического пожаротушения и сигнализации.
9. Проектирование заземляющих устройств.
10. Компоновка и конструкции щитов управления и подщитового помещения, кабельных сооружений, аккумуляторного блока и вспомогательных служб станции.
12. В каких случаях сооружаются ЗРУ 35—220 кВ?
13. Перечислите факторы, определяющие тип и конструкцию РУ.
14. Объясните преимущества применения типовых и комплектных РУ.
15. Расскажите о принципах компоновки и конструкции кабельных сооружений, аккумуляторного блока.
16. Как выполняется защита оборудования от внешних и внутренних перенапряжений?
17. Изложите порядок проектирования заземления.

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. «Kmet» – 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.

Вопросы .

1. Чем отличается система охлаждения трансформаторов М и Д?
2. Чем отличаются допустимые нагрузки сверх номинальной мощности

- от аварийных перегрузок?
3. Как определить типовую, проходную и номинальную мощность автотрансформатора?
 4. Почему нейтрали автотрансформаторов должны быть заземлены?

Блиц-опрос №2.

Вопросы.

1. Как выбираются число и мощность трансформаторов связи на ТЭЦ?
2. Как выбирается число секций ГРУ 6—10 кВ на ТЭЦ?
3. Какова область применения схемы с одной секционированной системой шин?
4. При повреждении, в каком элементе схемы с двумя системами шин может нарушиться электроснабжение всех присоединений?

Блиц-опрос №3.

Вопросы.

1. В каких схемах можно произвести ремонт сборных шин без нарушения электроснабжения потребителей?
2. В каких схемах можно произвести ремонт линейного выключателя без нарушения электроснабжения по этой линии?
3. Каково назначение секционного, обходного, шиносоединительного выключателей?
4. Назовите область применения схем треугольника, квадрата, пятиугольника. Каковы достоинства и недостатки этих схем?

Блиц-опрос №4.

Вопросы .

1. Сравните схемы блоков генератор — трансформатор с генераторным выключателем и без него в режиме отключения блока и включения его в работу.
2. В каких целях применяются схемы укрупненных блоков: два генератора и более на один трансформатор?
3. Какая разница в присоединении рабочих трансформаторов с.н. на ТЭЦ, блочных КЭС и АЭС?
4. Куда присоединяются резервные трансформаторы с. н. в схемах ТЭЦ, блочных КЭС и АЭС? Как выбирается их количество?
5. Какие автономные источники питания с.н. используются на АЭС?

Блиц-опрос №5.

Вопросы.

1. Чем отличается схема питания с.н. подстанций с оперативным постоянным и переменным током?
2. Какими преимуществами обладают ЗРУ перед ОРУ?
3. Какие распределительные устройства обеспечивают большую безопасность и удобство обслуживания — ЗРУ, ОРУ или КРУ?
4. Какие типы выключателей устанавливаются в закрытых распределительных устройствах 35 кВ и выше?

Блиц-опрос №6.

Вопросы.

1. Как обеспечивается пожарная безопасность в закрытых и открытых РУ?
2. Чем отличаются комплектные распределительные устройства для внутренней установки (КРУ) от комплектных распределительных устройств для наружной установки (КРУН)?
3. В чем заключается особенность КРУ с расположением выключателей на выкатном элементе?
4. Какие типы выключателей применяются в КРУ?
5. В чем преимущества КРУ перед ЗРУ?

Блиц-опрос №7.

Вопросы.

1. Какие меры обеспечивают нормальную работу оборудования в КРУН в зимнее время при низких температурах?
2. Назовите конструктивные особенности КРУ с элегазовой изоляцией (КРУЭ). Их преимущества перед КРУ с воздушной изоляцией.
3. Какова область применения комплектных трансформаторных подстанций (КТП)?
4. В чем заключается особенность конструкции открытого РУ с гибкой ошиновкой по сравнению с открытым РУ, имеющим жесткую ошиновку?
5. Какова область применения открытых токопроводов, комплектных токопроводов и кабельных соединений между генераторами, силовыми трансформаторами и ЗРУ 6—10 кВ?

Блиц-опрос №8.

Вопросы.

1. Каково назначение главных щитов управления (ГЩУ), центральных щитов управления (ЦЩУ)? Объяснить их расположение на электро-

- станциях разного типа.
2. На каких электростанциях предусматриваются блочные щиты управления (БЩУ)?
 3. Каковы причины возникновения КЗ в электроустановках?
 4. Чем определяется наличие периодической и апериодической составляющих в токе КЗ?
 5. Дайте определение ударного тока КЗ.

Блиц-опрос №9.

Вопросы.

1. Каковы последствия возникновения КЗ в системе собственных нужд электрических станций?
2. Какой эффект дает применение в энергосистемах быстродействующих устройств релейной защиты и отключающих аппаратов?
3. Какие виды КЗ возможны в сетях с эффективно заземленными и незаземленными нейтралью?
4. Изложите суть методики проверки термической стойкости электрических аппаратов и токоведущих частей.
5. Чем определяется необходимость снижения значений токов КЗ в энергосистеме? Каковы пути их снижения?

Блиц-опрос №10.

Вопросы.

1. В чем состоят преимущества применения сдвоенных токоограничивающих реакторов перед одинарными?
2. Перечислите присоединения ТЭЦ, где целесообразна установка токоограничивающих реакторов.
3. Как определяется величина остаточного напряжения на сборных шинах при КЗ за реактором? Для чего необходимо его определять?
4. Какие типы проводников применяются в следующих цепях ТЭЦ: а) сборные шины; б) цепь генератора; в) цепь трансформатора связи со стороны ВН и НН; г) цепь линии 6—10 кВ; д) цепи линий 35—110 кВ?
5. Какие типы проводников применяются на блочных КЭС в основных цепях?

Блиц-опрос №11.

Вопросы.

1. В каких цепях проводники не проверяются по экономической плотности тока?
2. Какие конструктивные меры можно предпринять, если жесткие шины

- не проходят по электродинамической стойкости?
3. Какие способы гашения дуги применяются в аппаратах до 1 кВ и выше?
 4. Какую форму имеет плавкая вставка в предохранителях типов ПР и ПН? Для какой цели принята такая форма?
 5. Каково назначение контакторов и пускателей, чем они различаются?

Блиц-опрос №12.

Вопросы.

1. Назовите достоинства и недостатки бесконтактных коммутационных аппаратов.
2. Почему разъединителем нельзя отключить ток нагрузки?
3. Каково назначение масла в масляных баковых и маломасляных выключателях?
4. Чем осуществляется гашение дуги в воздушных и элегазовых выключателях?
5. В чем заключаются достоинства вакуумных выключателей по сравнению с масляными и воздушными?

Блиц-опрос №13.

Вопросы.

1. В чем заключается модульный принцип построения выключателей? Для каких типов выключателей применяется этот принцип?
2. Сколько витков имеет вторичная обмотка одновиткового трансформатора тока с коэффициентом трансформации 600/5?
3. Как изменятся погрешности трансформатора тока, если вторичная нагрузка увеличится вдвое по сравнению с номинальной?
4. Почему в схемах контроля изоляции нельзя применять трехфазные

Блиц-опрос №14.

Вопросы.

1. Чем отличаются однофазные трансформаторы напряжения ЗНОМ-35 от НОМ-35?
2. Как достигается равномерность загрузки отдельных частей обмотки ВН каскадного трансформатора напряжения?
3. На какие напряжения применяются емкостные трансформаторы НДЕ?
4. Для какой цели применяются измерительные преобразователи?

7.3 Тесты для самоконтроля

Вариант N 1

1. В базе графика нагрузки предпочтительно держать:
 - а) ГЭС, т.к. они наиболее экономичны;
 - б) АЭС, т.к. на них нежелательны частые изменения режима;
 - в) ГАЭС, для поддержания допустимых уровней в водохранилище.

2. В технологической схеме ТЭЦ питательные насосы (ПЭНы) необходимы:
 - а) для питания внешней отопительной сети;
 - б) для подачи воды от градирен к турбине;
 - в) для подачи пара в турбину;
 - г) для подачи воды в котел.

3. Блочная компоновка энергоблоков предпочтительна:
 - а) при больших единичных мощностях агрегатов;
 - б) при малых единичных мощностях агрегатов;
 - в) на ГЭС независимо от мощности агрегата.

4. Схему блока "трансформатор-линия" применяют:
 - а) при 1,2 отходящих линиях на ОРУ ВН электростанции;
 - б) на ГЭС с РУ ВН 500 кВ и выше для экономии выключателей;
 - в) на городских ТЭЦ при невозможности размещения ОРУ ВН на территории станции.

5. Короткозамыкатели на ПС применяются:
 - а) для создания искусственного КЗ;
 - б) для использования вместо выключателя в цепи трансформатора;
 - в) для шунтирования повреждения и облегчения его отключения.

6. Гашения поля генератора применяется:
 - а) для развозбуждения генератора при отключении;
 - б) для ликвидации пожара при возгорании статорной обмотки;
 - в) для восстановления железа статора при перемагничивании.

7. Нагрузочная способность проводников открытой установки:
 - а) больше в летнее время из-за отсутствия гололеда на проводах;
 - б) больше в зимнее время из-за лучших условий охлаждения;
 - в) меньше в зимнее время из-за увеличения сопротивления проводов.

8. При расположении жестких шин в ряд электродинамические усилия:
 - а) меньше на средней фазе, т.к. компенсируются воздействия от крайних фаз;
 - б) больше на средней фазе, т.к. создается раскачивающее усилие;
 - в) не зависит от расположения проводника.

9. Электрическая дуга гасится легче:

- а) в выключателях переменного тока;
- б) в выключателях постоянного тока;
- в) независимо от формы тока.

10. Для воздушных выключателей верно, что:

- а) время отключения меньше, чем у масляных выключателей;
- б) меньше уровня коммутационных перенапряжений;
- в) не требуется дополнительных затрат на строительство вспомогательного оборудования.

11. Для приводов выключателей верно, что:

- а) применение электромагнитного привода связано с большой потребляемой нагрузкой;
- б) пружинный привод требует значительного времени на подготовку к работе (заход пружин);
- в) источником энергии для приводов является аккумуляторная батарея.

12. Отделители в схеме ПС необходимы:

- а) для отделения поврежденного оборудования, выводимого в ремонт;
- б) для отделения поврежденного оборудования после работы короткозамыкателя;
- в) для отделения поврежденного оборудования при отказе короткозамыкателя.

13. Песок в кварцевых предохранителях необходим:

- а) для защиты корпуса предохранителя при перегорании плавкой вставки;
- б) для отвода тепла от расплавленной вставки;
- в) для удлинения дуги при гашении.

14. Разрядники и ОПН в схеме ПС необходимы:

- а) для снятия статических перенапряжений со сборных шин;
- б) для защиты оборудования от грозовых и коммутационных перенапряжений;
- в) для защиты оборудования при КЗ на сборных шинах.

15. Однофазные трансформаторы тока применяются:

- а) при больших токах присоединения;
- б) как встроенные при малых габаритах оборудования;
- в) как лабораторные для повышения точности измерений.

16. Звеньевые ТТ применяются:

- а) для повышения точности измерения больших токов;
- б) для уменьшения габаритов ТТ при высоком напряжении;
- в) при исследовании баковых масляных выключателей;

17. Пятистержневые трансформаторы напряжения применяются:
- а) при необходимости получения двух разных напряжений на обмотках НН;
 - б) при соединении одной из обмоток в схему разомкнутого треугольника;
 - в) при использовании на напряжении 220 кВ.
18. Схема соединения "открытый треугольник" применяется:
- а) для измерения трех фазных напряжений с помощью двух однофазных ТН;
 - б) для измерения трех линейных напряжений с помощью двух однофазных ТН;
 - в) для измерения $3 U_0$.
19. В пиковой части графика нагрузки предпочтительно держать:
- а) ГЭС, как наиболее маневренные станции;
 - б) ТЭЦ, как наиболее неэкономичные;
 - в) ГАЭС, для сработки воды из верхнего бьефа;
 - г) нетрадиционные источники из-за малой единичной мощности агрегатов.
20. Градирни в технологической схеме ТЭС служат:
- а) для сброса излишков пара с турбины;
 - б) для охлаждения пара на выходе из турбины;
 - в) для охлаждения воды конденсатора турбины.

7.4. Итоговый контроль 7 семестра для всех специальностей.

В конце семестра проводится экзамен.

Экзаменационные билеты по дисциплине «Электрические станции и подстанции станции»

Билет № 1

1. Импульс квадратичного тока, определение конечной температуры нагрева проводников при КЗ.
2. Плавкие предохранители: защитная характеристика, материал плавкой вставки.
3. Задача.

Билет № 2

1. Разъединители, отделители, короткозамыкатели: назначение, конструкции, выбор и проверка.
2. Нагрев проводников в нормальном режиме и при КЗ.
3. Задача.

Билет № 3

1. Выбор и проверка выключателей, классификация и требования к выбору.
2. Проходные и опорные изоляторы и их выбор.
3. Задача.

Билет № 4

1. Назначение гибкой ошиновки и особенности выбора.
2. Вакуумные выключатели: гашение дуги, достоинства, недостатки конструкции и выбор.
3. Задача.

Билет № 5

1. Элегазовые выключатели и КРУЭ: гашение дуги, достоинства, недостатки, конструкции.
2. Назначение жесткой ошиновки и особенности их выбора.
3. Задача.

Билет № 6

1. Назначение и виды КРУ-10кВ и их выбор.
2. Выбор трансформаторов тока и их конструкции.
3. Задача.

Билет № 7

1. Гашение дуги переменного тока, описать гашение в вакуумных выключателях.
2. Трансформаторы напряжения: назначение, виды, конструкции, погрешность.
3. Задача.

Билет № 8

1. Гашение дуги в выключателях постоянного тока и их применение.
2. Трансформаторы напряжения: схемы соединения обмоток, назначение и применение, класс точности.
3. Задача.

Билет № 9

1. Электрическая дуга: факторы, способствующие и препятствующие горению, гашение в элегазовых выключателях.
2. Измерительные трансформаторы напряжения: назначение, номинальные параметры, схемы замещения, режим работы.
3. Задача.

Билет № 10

1. Электродинамическое действие тока К.З.: влияние расположения проводников, их формы, методика проверки на электродинамическую стойкость.
2. Выбор и проверка трансформаторов тока. Расчет вторичной нагрузки.
3. Задача.

Билет № 11

1. Конструкции трансформаторов тока.
2. Импульс квадратичного тока, определение конечной температуры нагрева проводников при К.З.
3. Задача.

Билет № 12

1. Измерительные трансформаторы тока: назначение, полярность, схема замещения, режим работы, погрешность.
2. Нагрев проводников в нормальном режиме и при К.З.
3. Задача.

Билет № 13

1. Токоограничивающие реакторы: назначение, выбор, конструкция.
2. Назначение жесткой ошиновки и особенности выбора.
3. Задача.

Билет № 14

1. Конструкции предохранителей и их выбор.
2. Выбор трансформаторов напряжения и их схемы.
3. Задача.

Билет № 15

1. Назначение, виды и выбор жесткой ошиновки.
2. Плавкие предохранители: защитная характеристика, материал плавкой вставки, виды.
3. Задача.

Билет № 16

1. Назначение гибкой ошиновки и особенности выбора.
2. Разъединители, отделители, короткозамыкатели: назначение, конструкции, выбор и проверка.
3. Задача.

Билет № 17

1. Гашение дуги переменного тока.
2. Назначение, виды, конструкция дугогасительных камер, выбор и проверка выключателей.
3. Задача.

Билет № 18

1. Гашение дуги постоянного тока.
2. Масляные выключатели: гашение дуги, достоинства, недостатки, виды конструкции.
3. Задача.

Билет № 19

1. Элегазовые выключатели: гашение дуги, достоинства, недостатки.
2. Назначение, виды, классификация и конструкции трансформаторов тока.
3. Задача.

Билет № 20

1. Воздушные выключатели: гашение дуги, достоинства, недостатки и их конструкции.
2. Как рассчитать шаговое напряжение и напряжение прикосновения.
3. Задача.

Билет № 21

1. Расчет заземления подстанции.
2. Измерительные трансформаторы тока: назначение, полярность, схема замещения, режим работы, погрешность.
3. Задача.

Билет № 22

1. Выбор гибкой ошиновки.
2. Конструкции и выбор трансформаторов тока.
3. Задача.

Билет № 23

1. Выбор выключателей и их виды, конструкции дугогасительных камер.
2. Назначение и конструкции трансформатора напряжения.
3. Задача.

Билет № 24

1. Электрическая дуга: факторы, способствующие и препятствующие горению, гашение дуги переменного тока.
2. Токоограничивающие реакторы: назначение, выбор.
3. Задача.

Билет № 25

1. Электродинамическое действие тока КЗ: влияние расположения проводников, их формы, методика проверки на электродинамическую стойкость.
2. Выбор и конструкции предохранителей.
3. Задача.

Билет № 26

1. Режимы работы нейтралей в электроустановках.
2. Конструкция трансформатора напряжения НАМИ и его выбор.
3. Задача.

Итоговый контроль 8 семестра для специальности 140204.

В конце семестра проводится экзамен.

Экзаменационные билеты по дисциплине «Электрические станции и подстанции станции»

Билет № 1

4. Оперативный ток на электростанциях и подстанциях: назначение, виды, источники.
5. Пакетные выключатели и переключатели: назначение: диаграммы работы.
6. Задача.

Билет № 2

1. Питание оперативных цепей переменным током от ТСН.
2. Назовите достоинства и недостатки бесконтактных коммутационных аппаратов.
3. Задача.

Билет № 3

1. Применение трансформаторов тока и трансформаторов напряжения для питания оперативных цепей.
2. Каково назначение автоматических выключателей их выбор, схема управления.
3. Задача.

Билет № 4

1. Выпрямительный оперативный ток на ПС. Зарядно-подзарядный агрегат: назначение, структурная схема.
2. Назовите достоинство и недостатки бесконтактных коммутационных аппаратов.
3. Задача.

Билет № 5

1. Питание оперативных цепей от комбинированных блоков питания.
2. Методика расчета и выбор СН подстанции.
3. Задача.

Билет № 6

4. Питание оперативных цепей от блоков конденсаторов.
5. Выбор аккумуляторной батареи, их назначение.
6. Задача.

Билет № 7

1. Постоянный оперативный ток: источники, область применения.
2. Виды сигнализации на ПС и ЭС.
3. Задача.

Билет № 8

1. ЭДС и напряжение аккумулятора. Саморазряд батареи.

2. Световая сигнализация: виды по назначению, исполнение, опробование табло.
3. Задача.

Билет № 9

1. Установка аккумуляторных батарей на ЭС и ПС. Режимы работы.
2. Дистанционное управление выключателями: цепи включения и отключения, подхват команды.
3. Задача.

Билет № 10

1. Электромагнитные контакторы: назначение, схема управления, их выбор.
2. Дистанционное управление выключателями: сигнализация положения.
3. Задача.

Билет № 11

1. Магнитные пускатели: назначение, конструкция, схема управления и защиты.
2. Дистанционное управление выключателями: блокировка от многократных включений на КЗ.
3. Задача.

Билет № 12

1. Автоматические выключатели: назначение, принцип действия, защитные характеристики.

2. Дистанционное управление выключателями: особенности схемы при пофазном управлении.
3. Задача.

Билет № 13

1. Выбор токопроводов 6 – 20 кВ.
2. Какую форму имеет вставка в предохранителях типов ПР и ПН? Для какой цели принята такая форма?
3. Задача.

Билет № 14

1. Типы КРУ и КРУН и их выбор.
2. Каково назначения пускателей, и их выбор, схема управления.
3. Задача.

Итоговый контроль 9 семестра для специальности 140204.

В конце семестра проводится зачет.

Вопросы на зачет по дисциплине «Электрические станции и подстанции»

Билет № 1

1. Требования, конструкция распределительных устройств (РУ).
2. Выбор, типа и компоновки РУ.

Билет № 2

3. Составление схемы заполнения ЗРУ. Планы ОРУ.
2. Выбор средств для механизации ремонтных работ в РУ.

Билет № 3

1. Размещение электротехнических устройств на территории-электростанции.
2. Установка силовых трансформаторов и трансформаторов СН.

Билет № 4

1. Комплектные распределительные устройства (КРУ, КРУН, КТП).

2. Система автоматического пожаротушения и сигнализации.

Билет № 5

1. Проектирование заземляющих устройств.
2. Компоновка и конструкции щитов управления и подщитового помещения, кабельных сооружений, аккумуляторного блока и вспомогательных служб станции.

Билет № 6

1. В каких случаях сооружаются ЗРУ 35—220 кВ?
2. Перечислите факторы, определяющие тип и конструкцию РУ.

Билет № 7

1. Объясните преимущества применения типовых и комплектных РУ.
2. Расскажите о принципах компоновки и конструкции кабельных сооружений.

Билет № 8

1. Как выполняется защита оборудования от внешних и внутренних перенапряжений?
2. В каких случаях сооружаются КРУЭ?

8. Карта обеспеченности дисциплины кадрами профессорско-преподавательского состава

Лекции	Лабораторные и практические занятия	Самостоятельная работа	Экзамен.Зачет
Доцент кафедры Энергетики Ротачева Алла Георгиевна	Доцент кафедры Энергетики Ротачева Алла Георгиевна, асс. Козлова Елена Владимировна	Доцент кафедры Энергетики Ротачева Алла Георгиевна	Доцент кафедры Энергетики Ротачева Алла Георгиевна

Заключение

Учебно-методический комплекс ориентирован на оказание помощи студентам очной и заочной формы обучения по специальности 140204 «Электрические станции» для формирования фундаментальных знаний обо всех разделах энергетики и их взаимосвязях, об электрических станциях и подстанциях, их оборудовании, 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 практических и лабораторных работ; курсовых проектов по станциям; 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.