

Министерство общего и профессионального образования РО  
Новошахтинский техникум промышленных технологий -  
филиал ГБПОУ РО  
«Шахтинский региональный колледж топлива и энергетики  
им.ак.Степанова П.И.»

**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ**  
**ПО ВЫПОЛНЕНИЮ ПРАКТИЧЕСКИХ И ЛАБОРАТОРНЫХ**  
**ЗАНЯТИЙ** для обучающихся очной формы обучения по дисциплине  
МДК.02.01 Техническая эксплуатация электрооборудования электрических  
станций, сетей и систем специальности 13.02.03 Электрические станции, сети  
и системы (базовая подготовка)

Новошахтинск-2021г

## Введение

Образовательные результаты, заявленные в ФГОС по дисциплине «МДК.02.01 Техническая эксплуатация электрооборудования электрических станций, сетей и систем:

**уметь:**

- контролировать режимы работы основного и вспомогательного оборудования и управлять ими;
- определять причины сбоев и отказов в работе оборудования;
- проводить режимные оперативные переключения на электрических станциях, сетях и системах;
- составлять техническую документацию по эксплуатации электрооборудования;

**знать:**

- назначение, принцип работы основного и вспомогательного оборудования;
- схемы электроустановок;
- допустимые параметры и технические условия эксплуатации оборудования;
- инструкции по эксплуатации оборудования;
- порядок действий по ликвидации аварий;
- правила оформления технической документации по эксплуатации электрооборудования.

Окончательная оценка выставляется обучающемуся за предоставленный отчёт и устный опрос о проделанной работе:

- оценка «5» - за полностью выполненную работу, оформленный отчёт и полные ответы на контрольные вопросы;
- оценка «4» - за полностью правильно выполненную работу, оформленный отчёт, за неточные ответы на контрольные вопросы;
- оценка «3» - за правильно оформленную работу, оформленный отчёт, за неточные ответы на контрольные и наводящие вопросы;
- оценка «2» - за не полностью выполненную работу, не оформленный отчет.

## Общие указания к составлению отчёта

Практические работы являются одним из элементов учебной деятельности студента, выполнив которую, он должен составить отчёт.

Правильно составить отчёт, значит показать:

- степень усвоения знаний не только по дисциплине «Релейная защита электрического оборудования электрических станций, сетей и систем», но и по другим дисциплинам, изучаемым студентами данной специальности;

- умение проявить самостоятельность;

- творческий подход к выполнению заданий;

- знание нормативных документов, ГОСТов, ЕСКД;

- наиболее лучшую организацию своей работы, чтобы с наименьшими затратами времени и труда найти оптимальное техническое, математическое и другое решение;

- умение пользоваться справочной, информационной, нормативной литературой, ресурсами Интернет.

Отчёт выполняется рукописным способом на обеих сторонах листа формата А4. Оформление отчёта выполняется в соответствии с методическими указаниями по применению стандартов при оформлении учебной документации, текст отчёта иллюстрируется при необходимости графическим материалом в виде рисунков, схем, таблиц. Текст отчёта пишется пастой синего цвета. Отчёт составляется в соответствии с методическими указаниями к работе на основе результатов выполненной работы.

Проверяя отчёт, преподаватель отмечает:

правильность оформления отчёта, т.е. соблюдение требований ГОСТ, ЕСКД и других нормативных документов;

правильность выполнения задания;

достоверность полученных результатов;

ответы на контрольные вопросы и выводы по работе.

Преподаватель отмечает ошибки и выставляет оценку. В случае неудовлетворительной оценки отчёт возвращается. Студент исправляет ошибки и вновь сдаёт отчёт для проверки.

## Практическое занятие №1

1. Тема: изучить сети с комбинированными (резонансно-заземленными) нейтралями.

2 Цель: изучить сети с комбинированными (резонансно-заземленными) нейтралями.

3 Оснащение: методические указания

4 Порядок выполнения работы

4.1 Краткие теоретические сведения

В этом варианте параллельно дугогасящему реактору (ДГР) требуется установить постоянно включенный высоковольтный высокоомный резистор (рис. 1, 2).

Рис. 1. Комбинированное заземление нейтрали, предлагаемое в [1–4]

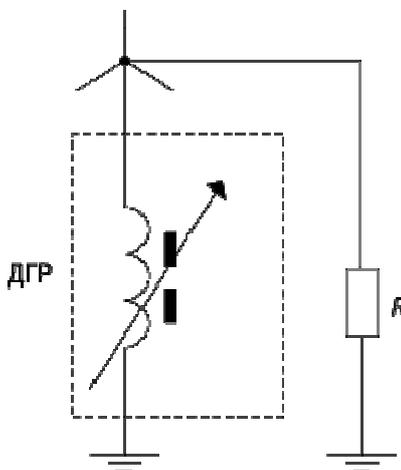
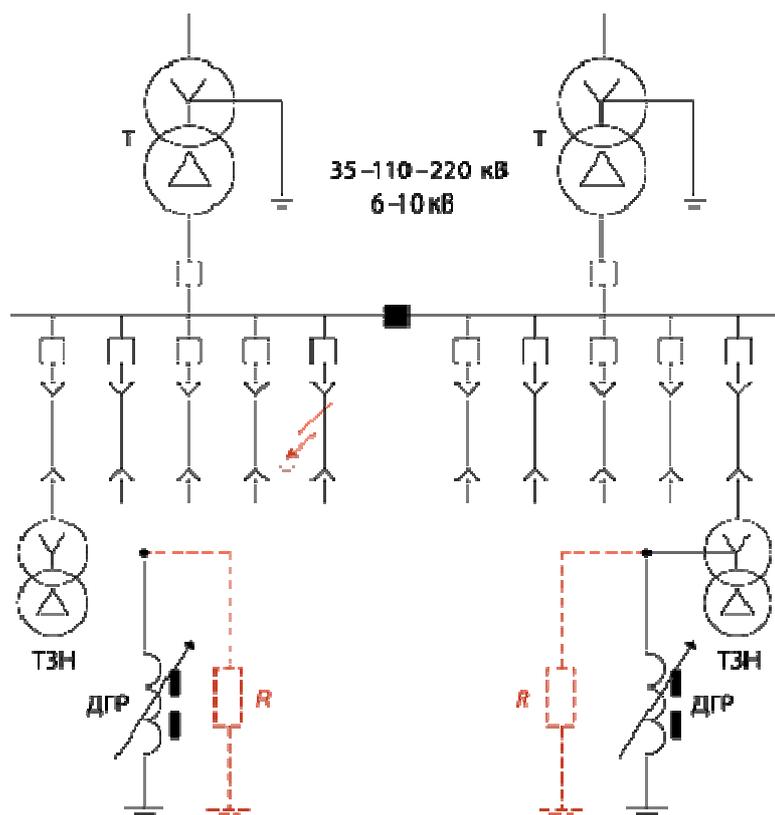


Рис. 2. Типовая схема подстанции с заземлением нейтрали через ДГР (пунктиром показан резистор, предлагаемый авторами [1–4])



Высокоомным резистором является резистор, который создает суммарный (активный плюс емкостный) ток в месте повреждения не более 10 А [5]. Только при такой величине полного тока в месте повреждения допустима длительная работа сети с однофазным замыканием на землю без отключения.

Как правило, авторы работ [1–4] в схеме рис. 1, 2 рекомендуют высокоомный резистор с активным током не более 11,5 А (в большинстве случаев 2–10 А), рассчитанный на работу в течение 6 часов в режиме однофазного замыкания.

В качестве обоснования такого технического решения приводятся три довода.

1. Снижение перенапряжений при дуговых замыканиях, которое обеспечивается резистором, постоянно включенным параллельно ДГР.
2. Возможность организации селективной релейной защиты от замыканий на землю.
3. Снижение естественного напряжения несимметрии на нейтрали (смещения нейтрали).

Чтобы не быть голословными, приведем цитату из [3]: «Правильный выбор резистора и точная настройка ДГР на резонансный режим компенсации емкостных токов замыкания на землю позволяют ограничиваться безопасными для электрооборудования перенапряжениями в сети на уровне  $(1,8–2,0) U_{\phi}$ , т.е. практически линейным напряжением сети, и создают

условия для надежного дугогашения, исключая перемежающиеся дуговые замыкания и многоместные повреждения линий. Бесспорное достоинство такого режима нейтрали заключается также в возможности реализации селективных защит от ОЗЗ, выполненных даже на простых токовых реле. Это связано с появлением в токе замыкания дополнительной активной составляющей, величина которой определяется номиналом резистора в нейтрали».

Рассмотрим эти три преимущества подробно.

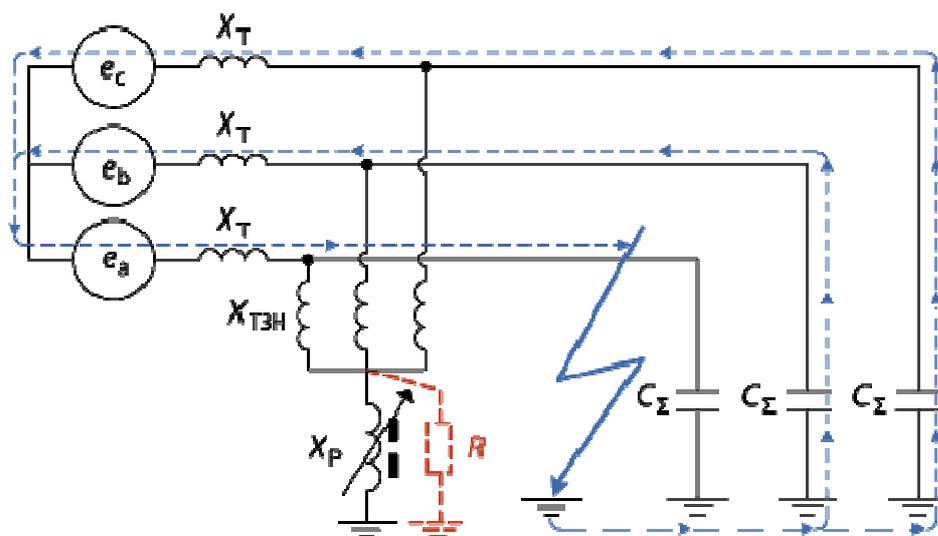
## СНИЖЕНИЕ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ

На рис. 2 показана типовая схема подстанции (ПС) с заземлением нейтрали через дугогасящий реактор (пунктиром показан предлагаемый авторами [1–4] резистор, постоянно подключенный параллельно реактору).

На рис. 3 приведена схема замещения сети (рис. 2) для анализа дуговых перенапряжений в сети, питающейся от этой ПС.

Рис. 3. Схема замещения сети 6–10 кВ с нейтралью, заземленной через ДГР (или с комбинированным заземлением), для анализа процессов при дуговом замыкании на землю

- $X_T$  – индуктивное сопротивление силового трансформатора Т;
- $X_{ТЗН}$  – индуктивное сопротивление трансформатора заземления нейтрали ТЗН;
- $C_{\Sigma}$  – суммарная емкость одной фазы сети на землю;
- $X_P$  – индуктивное сопротивление ДГР



Для упрощения не показаны элементы, слабо влияющие на уровень дуговых перенапряжений (активные сопротивления трансформаторов и ДГР, продольные активно-индуктивные сопротивления кабелей). Междофазные емкости оказывают

определенное влияние на процесс дуговых замыканий, но мы ими также пренебрежем.

5 Контрольные вопросы для формулировки вывода

5.1 Индивидуальные задания

6 Список литературы

6.1 Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций.- М.:Энергетика,2017,- 442 с.

## Практическое занятие №2

1. Тема: построение принципиальной схемы энергосистем.

2. Цель: изучить построение принципиальной схемы энергосистем

3 Оснащение: методические указания

4 Порядок выполнения работы

4.1 Краткие теоретические сведения

### **Назначение электрических принципиальных схем**

Принципиальная схема — это схема электрических соединений, выполненная в развернутом виде. Она является основной схемой проекта электрооборудования производственного механизма и дает общее представление об электрооборудовании данного механизма, отражает работу системы автоматического управления механизмом, служит источником для составления схем соединений и подключений, разработки конструктивных узлов и оформления перечня элементов.

По принципиальной схеме осуществляется проверка правильности электрических соединений при монтаже и наладке электрооборудования. От качества разработки принципиальной схемы зависит четкость работы производственного механизма, его производительность и надежность в эксплуатации.

### **Десять правил составления электрических принципиальных схем**

**1. Составление принципиальной электросхемы производственного механизма проводится на основании требований технического задания.** В процессе составления принципиальной схемы уточняются также типы, исполнения и технические данные электродвигателей, электромагнитов, конечных выключателей, контакторов, реле и т. п.

Напомним, что на принципиальной схеме все элементы каждого электрического устройства, аппарата или прибора показываются отдельно и размещаются для удобства чтения схемы в различных местах ее в зависимости от выполняемых функций. Все элементы одного и того же устройства, машины, аппарата и т. п. снабжаются одинаковым буквенно-цифровым обозначением, на пример: КМ1 — контактор линейный первый, КТ — реле времени и т. п.

**2. На электрической принципиальной схеме показываются все электрические связи между входящими в нее элементами электрооборудования производственного механизма.** На принципиальных схемах силовые цепи обычно размещают слева и изображают их толстыми линиями, а цепи управления помещают справа и чертят тонкими линиями.

Принципиальная схема проектируется с использованием существующих типовых узлов и схем автоматического управления электропроводами (например, схем магнитных контроллеров и защитных панелей - для кранов, схем узлов перехода от наладочного режима к автоматическому при помощи отдельных кнопок управления или переключателя режимов — для металлорежущих станков и т. д.).

**3. Релейно-контактные схемы необходимо составлять с учетом минимальной загрузки контактов реле, контакторов, путевых выключателей и т. д., применяя для снижения коммутируемой ими мощности усилительные устройства: электромагнитные, полупроводниковые усилители и др.**

**4. Для повышения надежности работы схемы нужно выбрать наиболее простой вариант, имеющий наименьшее количество органов управления, аппаратов и контактов.** Для этой цели следует, например, применять общие аппараты защиты для электродвигателей, не работающих одновременно, а также осуществлять управление вспомогательными приводами от аппаратов главного привода, если они работают одновременно.

**5. Цепи управления в сложных схемах следует присоединять к сети через трансформатор, понижающий напряжение до 110 В.** Это исключает электрическую связь силовых цепей с цепями управления и устраняет возможность ложных срабатываний релейно-контактных аппаратов при замыканиях, на землю в цепях их катушек. Относительно простые схемы электрического управления допускается присоединять непосредственно к питающей сети.

**6. Подача напряжения на силовые цепи и цепи управления должна производиться посредством вводного пакетного выключателя или автоматического выключателя.** При применении на металлорежущих станках или других машинах только двигателей постоянного тока в схеме управления следует использовать также аппаратуру постоянного тока.

**7. Различные контакты одного и того же электромагнитного аппарата (контактора, реле, командоконтроллера, путевого выключателя и др. рекомендуется по возможности подключать к одному полюсу или фазе сети.** Это позволяет осуществить более надежную работу аппаратов (отсутствует вероятность пробоя и замыкания по поверхности изоляции между контактами). Из этого правила следует, что один вывод катушки всех электрических аппаратов по возможности нужно подключать к одному полюсу цепи управления.

**8. Для обеспечения надежной работы электрооборудования должны быть предусмотрены средства электрической защиты и блокировки.** Электрические машины и аппараты защищаются от возможных коротких замыканий. и недопустимых перегрузок. В схемах управления электроприводами станков, молотов, прессов, мостовых кранов обязательна нулевая защита для устранения возможности самозапуска электродвигателей при снятии и последующей подаче напряжения питания.

Электрическая схема должна быть построена так, чтобы при перегорании предохранителей, обрыве цепей катушек, приваривании контактов не возникало аварийных режимов работы электропривода. Кроме того, схемы управления должны иметь блокировочные связи для предотвращения аварийных режимов при ошибочных действиях оператора, а также для обеспечения заданной последовательности операций.

**9. В сложных схемах управления необходимо предусмотреть сигнализацию и электроизмерительные приборы, позволяющие оператору**

**(станочнику, крановщику) наблюдать за режимом работы электроприводов.** Сигнальные лампы обычно включаются на пониженное напряжение: 6, 12, 24 или 48 В.

**10. Для удобства эксплуатации и правильного монтажа электрооборудования зажимы всех элементов электроаппаратов, электрических машин (главные контакты, вспомогательные контакты, катушки, обмотки и др.) и провода на схемах маркируются.**

Участки (зажимы элементов схемы и соединяющие их провода) цепей постоянного тока положительной полярности маркируются нечетными числами, а отрицательной полярности — четными числами. Цепи управления переменного тока маркируются аналогично, т. е. все зажимы и провода, присоединяемые к одной фазе, маркируются нечетными числами, а к другой фазе - четными.

Общие точки соединений нескольких элементов на схеме имеют один и тот же номер. После прохождения цепи через катушку, контакт, сигнальную лампу, резистор и т. п. номер изменяется. Для выделения отдельных видов цепей индексация производится так, чтобы цепи управления имели номера от 1 до 99, цепи сигнализации — от 101 до 191 и т. д.

5 Контрольные вопросы для формулировки вывода

5.1 Индивидуальные задания

6 Список литературы

6.1 Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций.- М.:Энергетика,2017,- 442 с.



## Практическое занятие №4

1. Тема: автоматическое регулирование возбуждения. Форсировка возбуждения.
2. Цель: изучить принципы автоматическое регулирование возбуждения
3. Оснащение: методические указания
4. Порядок выполнения работы
- 4.1 Краткие теоретические сведения

Согласно Правилам технической эксплуатации все генераторы независимо от их мощности и напряжения должны иметь устройство форсировки возбуждения, а генераторы мощностью 3 МВт и выше должны быть также оснащены автоматическими регуляторами возбуждения (АРВ).

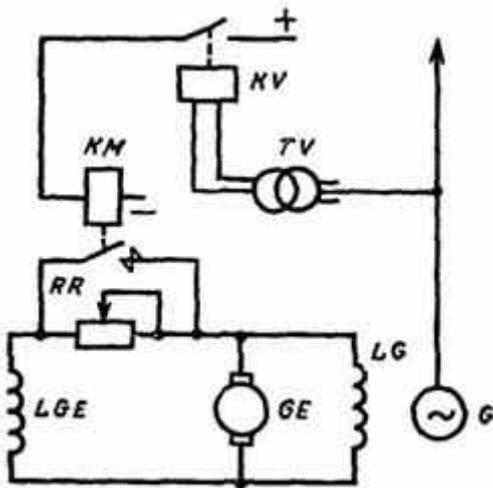
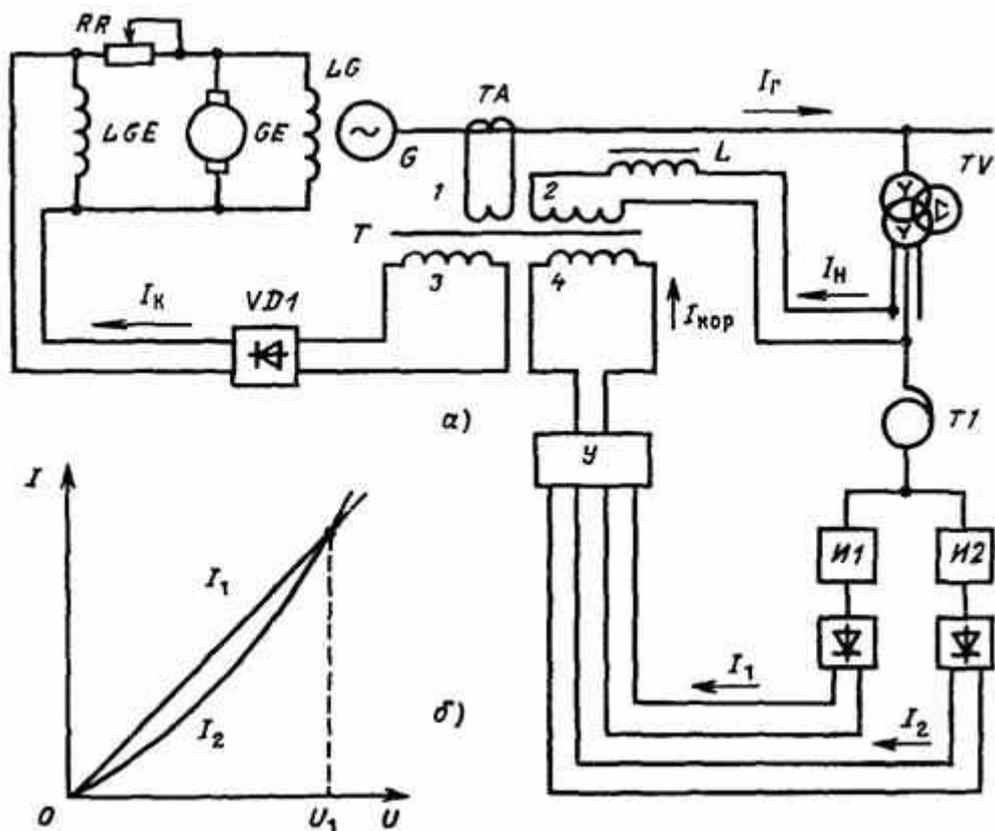


Рис.1. Схема релейной форсировки возбуждения генератора

Простейшим автоматическим устройством, предназначенным для быстрого увеличения возбуждения генератора в аварийном режиме, является релейная форсировка возбуждения (реле KV и контактор KM на рис.1). Принцип действия форсировки состоит в том, что при значительном снижении напряжения на зажимах генератора (обычно ниже 85% номинального) реле минимального напряжения K V замыкает свои контакты и приводит в действие контактор форсировки KM, который, срабатывая, закорачивает сопротивление шунтового реостата в цепи возбуждителя RR. В результате ток возбуждения возбуждителя быстро возрастает до максимального значения и возбуждение генератора достигает предельного значения.



Широко распространенными АРВ являются устройства компаундирования в сочетании с корректором напряжения (рис.2).

Термин «компаундирование» обозначает автоматическое регулирование тока возбуждения машины в зависимости от тока статора. В нормальном режиме в случае увеличения тока статора (при активно-индуктивной нагрузке) напряжение генератора уменьшается, но устройство компаундирования автоматически увеличивает ток возбуждения возбудителя, а следовательно, и ток ротора генератора, благодаря чему напряжение на зажимах статора генератора восстанавливается. Устройство компаундирования успешно работает и в аварийных режимах работы генератора, когда напряжение генератора снижается, а ток в обмотке статора значительно возрастает.

В схему компаундирования входят трансформаторы тока ТА, вторичные обмотки которых включены на промежуточный трансформатор Т, а также выпрямитель VD1, который выпрямляет ток компаундирования перед подачей его в обмотку возбуждения возбудителя LGE. Ток компаундирования  $I_K$  без учета коррекции пропорционален  $I_{\Gamma}$ . Компаундирование в чистом виде не может обеспечить достаточно точное поддержание напряжения генератора. Поэтому одновременно с регулированием возбуждения по току статора генератора применяется еще регулирование по напряжению статора. Для введения регулирующего импульса по напряжению статора трансформатор Т (универсальный трансформатор с подмагничиванием) оснащается еще обмотками 2 и 4 (рис.2,а).

Ток в обмотке 2 пропорционален УГ. Фаза тока ИН подобрана так, что ток ИН совпадает по фазе с реактивной слагающей тока генератора. Поэтому при чисто активной нагрузке МДС обмоток 1 и 2 взаимно сдвинуты на  $90^\circ$ , а при чисто реактивной нагрузке генератора они совпадают по фазе. Вследствие этого ток компаундирования при неизменных величинах ИГ и УГ получается тем больше, чем ниже  $\cos\varphi$  или выше реактивная нагрузка генератора, - это так называемое фазовое компаундирование, которое обеспечивает более точное поддержание напряжения, так как ток компаундирования зависит не только от абсолютного значения тока генератора, но и от  $\cos\varphi$ . Через обмотку 4 подмагничивания Т производится окончательная коррекция тока компаундирования относительно заданного значения УГ при помощи корректора напряжения. В общем случае в состав корректора напряжения входят измерительные элементы И1 и И2, включаемые в цепь трансформатора напряжения TV через установочный автотрансформатор Т1. Принцип действия измерительного органа корректора поясняется рис.2,б. Выпрямленный ток И1 на выходе измерительного элемента И1 прямо пропорционален входному напряжению. Поэтому этот элемент называется линейным. Выпрямленный ток И2 на выходе элемента И2, который называется нелинейным, имеет нелинейную зависимость от входного напряжения (рис.2,б). Оба тока И1 и И2 поступают в усилитель У, который реагирует на их разность и усиливает ее. Ток выхода корректора поступает в данном случае в обмотку 4 подмагничивания Т. Из рис.2,б видно, что при снижении напряжения на входе измерительных элементов менее  $U_1$  под действием разности токов (И1-И2) ток выхода корректора увеличивается. Корректор поддерживает то напряжение генератора, которое соответствует напряжению  $U_1$  на входе измерительных элементов. С помощью автотрансформатора Т1 можно изменять настройку корректора.

## 5 Контрольные вопросы для формулировки вывода

### 5.1 Индивидуальные задания

### 6 Список литературы

6.1 Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций.- М.:Энергетика,2017,- 442 с.

## Практическое занятие №5

1. Тема: автоматическое гашение магнитного поля синхронных генераторов

2. Цель: изучить принципы автоматического гашения магнитного поля синхронных генераторов

3 Оснащение: методические указания

4 Порядок выполнения работы

4. Краткие теоретические сведения

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: 1) замыкание обмотки ротора на гасительное сопротивление; 2) включение в цепь обмотки ротора дугогасительной решетки автомата; 3) 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  $YAT$  выключателя, а также подает импульс на отключение АГП. При отключении выключателя сначала размыкаются рабочие контакты 2, а затем дугогасительные 1. 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).



## Практическое занятие №6

- 1.Тема:схемы и группы соединений обмоток трансформаторов
- 2.Цель: изучить схемы и группы соединений обмоток трансформаторов
- 3 Оснащение: методические указания
- 4 Порядок выполнения работы
- 4.Краткие теоретические сведения

Трехфазный трансформатор имеет две трехфазные обмотки - высшего (ВН) и низшего (НН) напряжения, в каждую из которых входят по три фазные обмотки, или фазы. Таким образом, трехфазный трансформатор имеет шесть независимых фазных обмоток и 12 выводов с соответствующими зажимами, причем начальные выводы фаз обмотки высшего напряжения обозначают буквами А, В, С, конечные выводы - X, Y, Z, а для аналогичных выводов фаз обмотки низшего напряжения применяют такие обозначения: a,b,c,x,y,z.

Каждая из обмоток трехфазного трансформатора — первичная и вторичная — может быть соединена тремя различными способами, а именно:

- звездой;
- треугольником;
- зигзагом.

В большинстве случаев обмотки трехфазных трансформаторов соединяют либо в звезду, либо в треугольник (рис. 1).

Выбор схемы соединений зависит от условий работы трансформатора. Например, в сетях с напряжением 35 кВ и более выгодно соединять обмотки в звезду и заземлять нулевую точку, так как при этом напряжение проводов линии передачи будет в  $\sqrt{3}$  раз меньше линейного, что приводит к снижению стоимости изоляции.

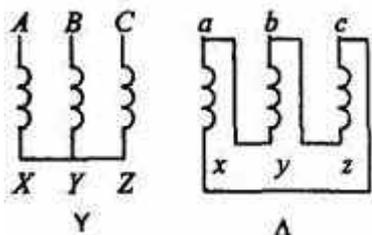


Рис.1

Осветительные сети выгодно строить на высокое напряжение, но лампы накаливания с большим номинальным напряжением имеют малую световую отдачу. Поэтому их целесообразно питать от пониженного напряжения. В этих случаях обмотки трансформатора также выгодно соединять в звезду (Y), включая лампы на фазное напряжение.

С другой стороны, с точки зрения условий работы самого трансформатора, одну из его обмоток целесообразно включать в треугольник.

Фазный коэффициент трансформации трехфазного трансформатора находят, как соотношение фазных напряжений при холостом ходе:

$$k_{\text{ф}} = U_{\text{фвнх}} / U_{\text{фннх}},$$

а линейный коэффициент трансформации, зависящий от фазного коэффициента трансформации и типа соединения фазных обмоток высшего и низшего напряжений трансформатора, по формуле:

$n_l = U_{лвнх} / U_{лннх}$ .

Если соединений фазных обмоток выполнено по схемам "звезда-звезда" или "треугольник-треугольник", то оба коэффициента трансформации одинаковы, т.е.  $n_{\phi} = n_l$ .

При соединении фаз обмоток трансформатора по схеме "звезда - треугольник" -  $n_l = n_{\phi} \sqrt{3}$ , а по схеме "треугольник-звезда" -  $n_l = n_{\phi} / \sqrt{3}$

**Группа соединений обмоток трансформатора характеризует взаимную ориентацию напряжений первичной и вторичной обмоток.** Изменение взаимной ориентации этих напряжений осуществляется соответствующей перемаркировкой начал и концов обмоток.

Стандартные обозначения начал и концов обмоток высокого и низкого напряжения показаны на рис.1.

Рассмотрим вначале влияние маркировки на фазу вторичного напряжения по отношению к первичному на примере **однофазного трансформатора** (рис. 2 а).

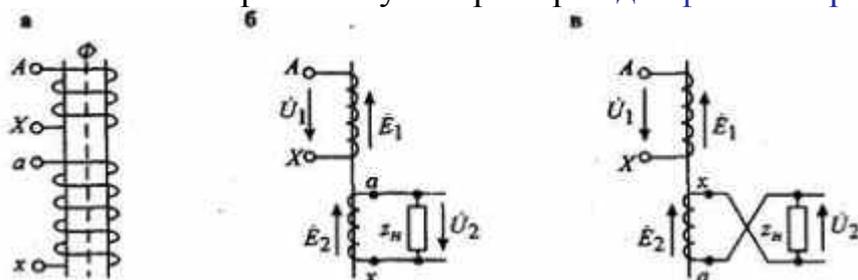


Рис.2

Обе обмотки расположены на одном стержне и имеют одинаковое направление намотки. Будем считать верхние клеммы началами, а нижние - концами обмоток. Тогда ЭДС  $E_1$  и  $E_2$  будут совпадать по фазе и соответственно будут совпадать напряжение сети  $U_1$  и напряжение на нагрузке  $U_2$  (рис. 2 б). Если теперь во вторичной обмотке принять обратную маркировку зажимов (рис. 2 в), то по отношению к нагрузке ЭДС  $E_2$  меняет фазу на  $180^\circ$ . Следовательно, и фаза напряжения  $U_2$  меняется на  $180^\circ$ .

5 Контрольные вопросы для формулировки вывода

5.1 Индивидуальные задания

6 Список литературы

6.1 Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций.- М.:Энергетика,2017,- 442 с.

## Практическое занятие №7

1. Тема: изучение нагрузочной способности силовых трансформаторов
2. Цель: изучить схемы и группы соединений обмоток трансформаторов
3. Оснащение: методические указания
4. Порядок выполнения работы
4. Краткие теоретические сведения

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 спада ее трансформатор будет не загружен, т.е. недоиспользована его мощность. Опыт эксплуатации показывает, что трансформатор может работать часть суток с перегрузкой, если в другую часть суток 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.

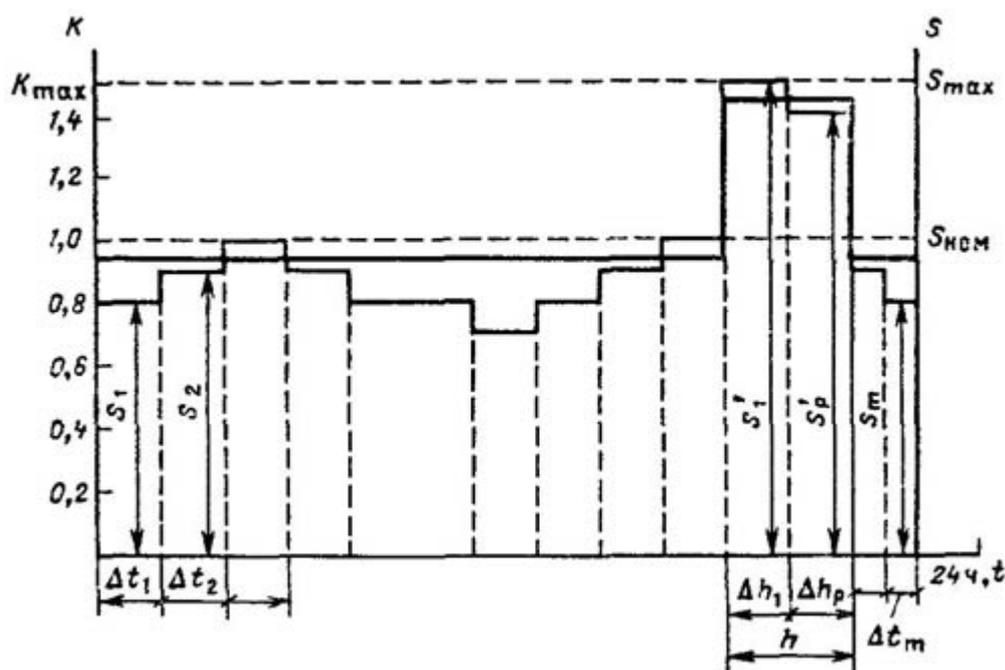


Рис.1. Построение двухступенчатого графика по суточному графику нагрузки трансформатора

## Допустимые систематические нагрузки

Допустимые систематические нагрузки трансформатора больше его номинальной мощности возможны за счет неравномерности нагрузки в течение суток. На рис.1 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°C, наибольшая температура масла в верхних слоях +95°C 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°C (ГОСТ 14209-85). Для подсчета допустимой систематической нагрузки действительный график преобразуется в двухступенчатый (см. рис.1).

Коэффициент начальной нагрузки эквивалентного графика определяется по выражению

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

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  $h = \Delta h_1 + \Delta h_2 + \dots + \Delta h_p$ .

$$K_2' = \frac{1}{S_{\text{ном}}} \sqrt{\frac{(s_1')^2 \Delta h_1 + (s_2')^2 \Delta h_2 + \dots + (s_p')^2 \Delta h_p}{\Delta h_1 + \Delta h_2 + \dots + \Delta h_p}}.$$

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

Зная среднюю температуру охлаждающей среды за время действия графика (0охт), систему охлаждения трансформатора (М, Д, ДЦ, Ц), по таблицам, приведенным в ГОСТ 14209-85 (для трансформаторов до 100 МВА), определяют допустимость относительной нагрузки  $K_2$  и ее продолжительность.

Нагрузка более  $1,5 S_{\text{ном}}$  должна быть согласована с заводом-изготовителем. Нагрузка более  $2,0 S_{\text{ном}}$  не допускается.

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

Допустимая аварийная перегрузка определяется предельно допустимыми температурами обмотки (140°C для трансформаторов напряжением выше 110 кВ и 160°C для остальных трансформаторов) и температурой масла в верхних слоях (115°C). 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. Значение допустимой аварийной перегрузки определяется по ГОСТ 14209-85 в зависимости от коэффициента начальной нагрузки  $K_1$ , температуры охлаждающей среды во время возникновения аварийной перегрузки  $\theta_{охл}$  и длительности перегрузки. Максимальная аварийная перегрузка не должна превышать  $2,0S_{ном}$ .

5 Контрольные вопросы для формулировки вывода

5.1 Индивидуальные задания

6 Список литературы

6.1 Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций.- М.:Энергетика,2017,- 442 с.

## Лабораторное занятие №1

- 1.Тема: включение синхронного генератора на параллельную с сетью и снятием характеристик.
- 2.Цель: изучить включение синхронного генератора на параллельную с сетью и снятием характеристик.
3. Оснащение: методические указания
- 4 Порядок выполнения работы
- 4.Краткие теоретические сведения

Существуют два способа включения синхронного генератора на параллельную работу с сетью: способ *точной синхронизации* и способ *самосинхронизации* (грубой синхронизации).

При включении синхронного генератора на параллельную работу с сетью по способу точной синхронизации стремятся к тому, чтобы при включении не возникало больших бросков тока. Большие толчки тока вызывают большие моменты, действующие как на ротор, так и на статор, и силы, которые могут привести к разрушению обмотки статора.

Для того чтобы исключить броски тока при включении генератора, необходимо выполнить следующие условия:

- 1) равенство ЭДС генератора  $E_0$  и напряжения сети  $U_C$ ;
- 2) равенство частот генератора  $f_G$  и сети  $f$ ;
- 3) ЭДС генератора  $E_0$  и напряжение сети  $U_C$  должны находиться в противофазе;
- 4) чередование фаз ЭДС генератора и напряжения сети должно быть одинаковым (для трехфазных генераторов).

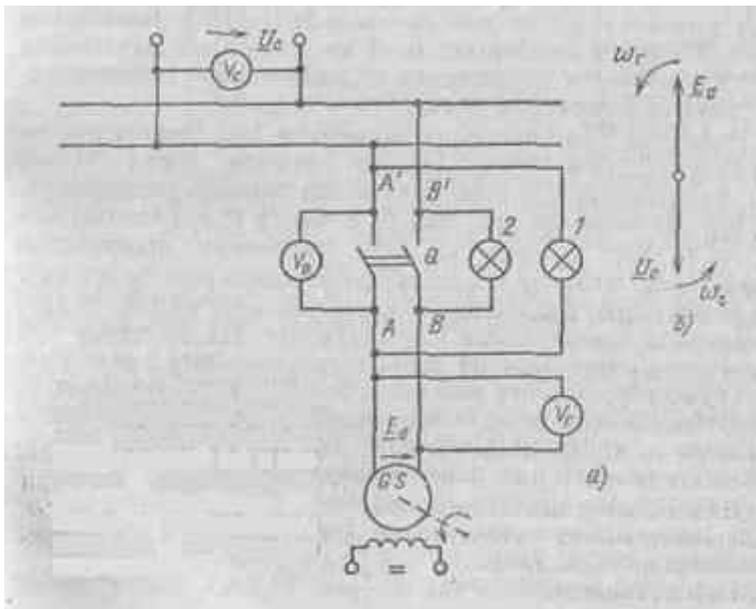


Рис. 1. Схема включения однофазного генератора на параллельную работу с сетью (а) и векторная диаграмма для - момента включения, (б). Лампы синхроскопа включены по схеме на потухание света

На рис. 1, а представлена схема включения однофазного генератора *GS* на параллельную работу. При включении генератора *GS* на параллельную работу выполнение первого условия проверяется по вольтметрам, включенным в сеть и на выводы генератора. Равенства  $E_0=U_C$  добиваются путем регулирования тока возбуждения генератора *GS*. Остальные условия проверяются с помощью специальных приборов, называемых синхроскопами. Простейшим синхроскопом является ламповый. На рис. 1, а показана одна из возможных схем включения лампового синхроскопа для однофазного синхронного генератора. На этой схеме лампы включаются соответственно между точками *A—A'* и *B—B'*.

При отключенном выключателе *Q* генератор *GS* работает в режиме холостого хода ( $E_0=U_C$ ) и между контактами выключателя действует ЭДС  $\Delta U = E_0 + U_C$ . Если бы скорость подключаемого генератора была постоянной и равной номинальной, то частота индуцируемой ЭДС  $E_0$  равнялась бы частоте сети и векторы  $E_0$  и  $U_C$  вращались бы с одинаковой скоростью, а  $\Delta U = const$ . В действительности получить строго постоянную скорость генератора не удастся и частоты сети и генератора несколько отличаются. Поэтому векторы  $E_0$  и  $U_C$  будут перемещаться относительно друг друга со скоростью  $\omega_c - \omega_r = 2\pi(f - f_r)$ . Вследствие этого  $\Delta U$  будет изменяться от 0 до  $2U_C$ , и соответственно этому изменяется напряжение на лампах: они одновременно будут то загораться, то гаснуть. Наиболее благоприятным моментом для включения генератора в сеть будет момент времени, когда  $\Delta U = 0$  и лампы погаснут. В этом случае оба вектора расположатся, как показано на рис. 1,б, т. е. они будут находиться в противофазе ( $E_0 = -U_C$ ). Если включение произведено при  $\Delta U = 0$ , то ток у подключенного

генератора будет также равен нулю. Включение ламп, показанное на рис. 1, а, называется «включением на потухание». На практике при включении генератора на параллельную работу с сетью регулируют скорость его двигателя и добиваются, чтобы промежутки времени между следующими друг за другом погасаниями ламп были достаточно большими, чтобы успеть включить генератор на параллельную работу.

5 Контрольные вопросы для формулировки вывода

5.1 Индивидуальные задания

6 Список литературы

6.1 Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций.- М.:Энергетика,2017,- 442 с.

## Лабораторное занятие №2

- 1.Тема: определение к.п.д. синхронного генератора методом вспомогательного двигателя.
- 2.Цель: изучить определение к.п.д. синхронного генератора методом вспомогательного двигателя.
3. Оснащение: методические указания
- 4 Порядок выполнения работы
- 4.Краткие теоретические сведения

Преобразование механической энергии в электрическую в генераторе и электрической энергии в механическую в двигателе сопровождается некоторыми потерями энергии, которые выделяются в виде тепла, нагревая электрическую машину.

*Электрические потери*  $\Delta P_{эл}$  появляются в результате того, что каждая обмотка обладает определенным сопротивлением, препятствующим прохождению по ней электрического тока. Они пропорциональны сопротивлению данной обмотки и квадрату протекающего по ней тока, т. е. сильно возрастают с увеличением нагрузки машины. Электрические потери вызывают нагрев проводов обмоток. К электрическим потерям относятся также потери, возникающие при протекании тока через щетки и через переходное сопротивление между щетками и коллектором; они вызывают нагрев коллектора и щеток.

*Магнитные потери*  $\Delta P_M$  (потери в стали) возникают в сердечниках якоря и полюсов в результате перемагничивания стали этих сердечников и образования в них вихревых токов. Перемагничивание стали сердечника якоря происходит потому, что при вращении якоря каждая его точка попеременно проходит то под северным, то под южным полюсам. Перемагничивание стали полюсных наконечников вызывается в результате изменения магнитной индукции в воздушном зазоре машины в пределах  $\pm \Delta B$  при вращении зубчатого якоря.

В машинах, имеющих зубцы на статоре и роторе (машины постоянного тока с компенсационной обмоткой, асинхронные и синхронные), при вращении ротора создаются заметные пульсации индукции в зубцах, что также приводит к образованию вихревых токов и соответствующим потерям мощности. Магнитные потери вызывают нагрев сердечника якоря и полюсов, они почти не зависят от нагрузки машины, но резко возрастают с увеличением частоты перемагничивания, т. е. частоты вращения якоря.

*Механические потери*  $\Delta P_{мх}$  возникают в результате трения: в подшипниках, щеток по коллектору, деталей машины о воздух в процессе вентиляции. Эти потери вызывают нагрев подшипников, коллектора и щеток, с увеличением нагрузки они возрастают незначительно. При повышении частоты вращения якоря электрической машины механические потери резко возрастают.

*Добавочные потери*  $\Delta P_{\text{доб}}$  обуславливаются различными вторичными явлениями, имеющими место при работе электрических машин под нагрузкой: возникновением вихревых токов в проводниках обмотки якоря, неравномерным распределением тока по сечению проводников и индукции в воздушном зазоре машины, воздействием коммутационных токов (в машинах постоянного тока) и переменных потоков рассеяния (в машинах переменного тока), которые индуцируют вихревые токи в крепежных деталях, и др.

КПД синхронной машины зависит от величины нагрузки ( $\beta = P_2 / P_{\text{ном}}$ ) и от ее характера ( $\cos \varphi_1$ ).

$$h = P_2 / P_2 + \Delta P$$

5 Контрольные вопросы для формулировки вывода

5.1 Индивидуальные задания

6 Список литературы

6.1 Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций.- М.:Энергетика,2017,- 442 с.

### Лабораторное занятие №3

1.Тема: исследование реакторного пуска синхронного компенсатора.

2.Цель: изучить реакторный пуск синхронного компенсатора

3. Оснащение: методические указания

4 Порядок выполнения работы

4.Краткие теоретические сведения

Наиболее распространенным способом пуска синхронного компенсатора является так называемый реакторный пуск (рис.3), при котором компенсатор подключается к сети выключателем Q2 через реактор, обладающий значительным индуктивным сопротивлением. Благодаря этому напряжение на выводах компенсатора в начале пуска снижается до 40-50% номинального, а пусковой ток не превышает  $(2-2,8)I_{ном}$ .

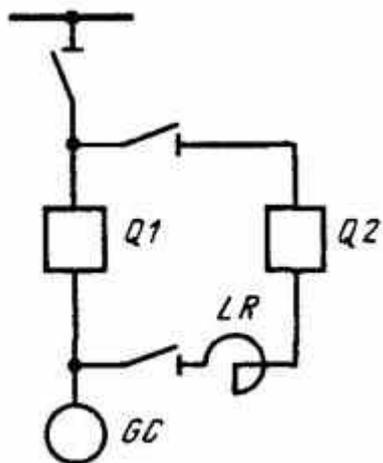


Рис.1. Схема пуска синхронного компенсатора

Разворот компенсатора обеспечивается за счет асинхронного момента, для увеличения которого предусматривается специальная пусковая обмотка, расположенная в полюсных наконечниках ротора. В компенсаторах большой мощности массивные полюсы обеспечивают создание достаточно большого асинхронного момента, вследствие чего специальной пусковой обмотки не требуется.

Когда частота вращения компенсатора при развороте приблизится к синхронной, подается возбуждение и компенсатор втягивается в синхронизм. Воздействуя на АРВ, устанавливают минимальный ток статора, а затем выключателем Q1 шунтируют реактор, включая компенсатор в сеть.

5Контрольные вопросы для формулировки вывода

5.1 Индивидуальные задания

6 Список литературы

6.1 Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций.- М.:Энергетика,2017,- 442 с.

## Лабораторное занятие №4

- 1.Тема: исследование способов регулирования частоты вращения и реверсирования асинхронных двигателей
- 2.Цель: изучить способы регулирования частоты вращения и реверсирования асинхронных двигателей
3. Оснащение: методические указания
- 4 Порядок выполнения работы
- 4.Краткие теоретические сведения

Частота вращения ротора асинхронного двигателя

$$n_2 = n_1(1 - s) = (f_1 60 / p)(1 - s).$$

Из этого выражения следует, что частоту вращения ротора асинхронного двигателя можно регулировать изменением какой - либо из трех величин: скольжения  $s$ , частоты тока в обмотке статора  $f_1$  или числа полюсов в обмотке статора  $2p$ . Регулирование частоты вращения изменением скольжения  $s$  возможно тремя способами: изменением подводимого к обмотке статора напряжения, нарушением симметрии этого напряжения и изменением активного сопротивления обмотки ротора. Регулировка частоты вращения изменением скольжения происходит только в нагруженном двигателе. В режиме холостого хода скольжение, а следовательно, и частота вращения остаются практически неизменными.

*Регулирование частоты вращения изменением подводимого напряжения.* При неизменной нагрузке на валу двигателя увеличение подводимого к двигателю напряжения вызывает рост частоты вращения. Однако диапазон регулирования частоты вращения получается небольшим, что объясняется узкой зоной устойчивой работы двигателя, ограниченным значением критического скольжения и недопустимостью значительного превышения номинального значения напряжения. Последнее объясняется тем, что с превышением номинального напряжения возникает опасность чрезмерного перегрева двигателя, вызванного резким увеличением электрических и магнитных потерь. В то же время с уменьшением напряжения  $U_1$  двигатель утрачивает перегрузочную способность, которая, как известно, пропорциональна квадрату напряжения сети. Подводимое к двигателю напряжение изменяют либо регулировочным автотрансформатором, либо реакторами, включаемыми в разрыв линейных проводов.

Узкий диапазон регулирования и неэкономичность (необходимость в дополнительных устройствах) ограничивают область применения этого способа регулирования частоты вращения.

*Регулирование частоты вращения нарушением симметрии подводимого напряжения.* При нарушении симметрии подводимой к двигателю трехфазной системы напряжения вращающееся поле статора становится эллиптическим.

При этом поле приобретает обратную составляющую (встречное поле), которая создает момент  $M_{обр}$ , направленный встречно вращающему моменту  $M_{пр}$ . В итоге результирующий электромагнитный момент двигателя уменьшается ( $M = M_{пр} - M_{обр}$ ).

5 Контрольные вопросы для формулировки вывода

5.1 Индивидуальные задания

6 Список литературы

6.1 Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций.- М.:Энергетика,2017,- 442 с.

## 5 СЕМЕСТР

### Практическое занятие №1

- 1.Тема: составление схемы КЭС, включая схему собственных нужд
- 2.Цель: изучить принцип составления схемы КЭС
3. Оснащение: методические указания
  - 4 Порядок выполнения работы
- 4.Краткие теоретические сведения

**Исходные данные.** КЭС имеет связь с энергосистемой мощностью 7000 МВт по двум линиям электропередач напряжением 500 кВ. Сопротивление энергосистемы в относительных единицах приведенное к номинальным параметрам системы –  $X_{*c}=0,8$ . Длина линий электропередач 400 км.

Вырабатываемая на КЭС электроэнергия будет выдаваться на двух напряжениях: 300 МВт местному промышленному району нагрузки на напряжение 220 кВ и по двум линиям 500 кВ в систему. Аварийный резерв системы  $P_{рез}=700$  МВт. Допустимая потеря генерирующей мощности по условию устойчивости  $P_{дон.уст}=900$  МВт. КЭС работает в базовом режиме. Мощность собственных нужд КЭС  $P_{с.н}=0,06 \cdot P_{кэс}$ . Минимальная нагрузка на 220 кВ составляет 250 МВт.

**Решение.** Согласно ранее изложенным указаниям составляем 2 технически возможных варианта структурной схемы (представлены на рис. 3). В соответствии с рекомендациями для обоих вариантов предусматриваем установку четырех блоков единичной мощностью по 500 МВт. Принимаем к установке генераторы ТВВ-500-2ЕКУЗ с

параметрами  $P_{ном}=500$  МВт,  $U_{ном}=20$  кВ,  $\cos\varphi_{ном}=0,85$ ,      схема  
соединения обмоток статора.

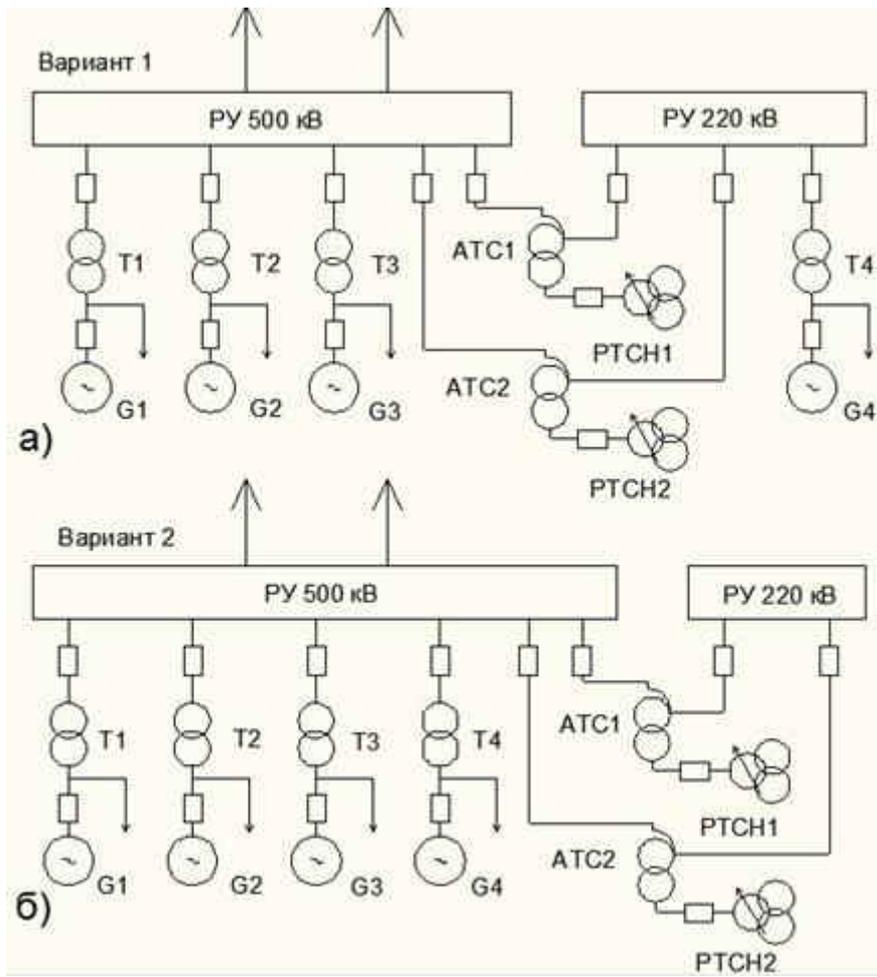


Рис. 3

Максимальная нагрузка сети 220 кВ (300 МВт) значительно меньше мощности блока (500 МВт). Поэтому в выбранных вариантах с отдельными автотрансформаторами связи между РУ высшего и среднего напряжений к РУ 220 кВ целесообразно присоединить только один блок (вариант 1) или осуществлять электроснабжение сети 220 кВ через два автотрансформатора связи (АТС1 и АТС2), подключив все блоки к РУ 500 кВ (вариант 2).

Генераторы соединяем с повышающими трансформаторами по схеме единичного блока. Применение укрупненных или объединенных блоков исключается, так как мощность такого блока будет превышать  $P_{дон.всм} = 900 \text{ MВт}$ . Генераторные выключатели предусматриваем во всех блоках.

Выбираем трансформаторы и автотрансформаторы структурной схемы.

Расчетная мощность трансформатора блока

$$S_{\text{расч}} = \frac{D_{\text{III}}}{\cos \varphi_{\text{III}}} = \frac{500}{0,85} = 588 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

По справочнику выбираем трансформатор с номинальной мощностью ближайшей большей по отношению к расчетной, т.е.  $S_{\text{ном}} = 630 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ .

Таким образом, к РУ 500 кВ в обоих вариантах генераторы подключаем через трансформаторы типа ТЦ-630000/500, а к РУ 220 кВ (вариант 1) через трансформатор типа ТЦ-630000/220.

В варианте 1 связь между РУ 500 и 220 кВ должна быть очень надежной, так как энергоблок Г4 не может работать изолированно на сеть 220 кВ: максимальная нагрузка местного района меньше мощности блока.

Поэтому выбираем два автотрансформатора связи АТС1 и АТС2.

Для оценки  $S_{\text{расч}}$  в нормальном режиме максимальная нагрузка на каждый АТС составляет 100 МВА

$$\left[ \left( \frac{500}{0,85} - 0,06 \frac{500}{0,85} - \frac{300}{0,85} \right) / 2 \right], \text{ а при отказе одного АТС-200 МВА.}$$

При отказе блока Г4 в период максимума нагрузок максимальная нагрузка на один АТС будет равна:

$$S_{\text{за}} = \frac{1}{2} \frac{D_{\text{III}}}{\cos \varphi} = \frac{1}{2} \frac{300}{0,85} = 177 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

При отказе АТС в период максимальных нагрузок, когда блок №4 выведен в плановый ремонт, оставшийся в работе АТС будет передавать мощность

$$S_{\text{за}} = \frac{250}{0,85} = 294 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Анализ нормального и аварийного режима показывает, что  $S_{\text{расч}} = 294 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ .

С учетом перегрузки  $S_{\text{ном}}$  АТС должна быть

$$S_{1\text{т}} \geq \frac{S_{\text{max}}}{K_{1,2}} = \frac{294}{1,4} = 210 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Выбираем два автотрансформатора типа АТДЦТН с  $S_{\text{ном}} = 250 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ . В варианте 2 для обеспечения необходимой надежности электроснабжения промышленного района нагрузки предусматриваем также два автотрансформатора связи АТС1 и АТС2. При отказе одного АТС в период максимума нагрузки

$$S_{1\text{т}} = \frac{300}{0,35} = 857 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$\text{тогда } S_{1\text{т}} \geq \frac{S_{\text{max}}}{k_{1,2}} = \frac{353}{1,4} = 252 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

С учетом возможности дальнейшего роста нагрузки сети 220 кВ выбираем два автотрансформатора типа АТД ЦТН с  $S_{\text{ном}} = 320 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ . Далее произведем технико-экономическое сравнение вариантов структурных схем. Как правило, экономически целесообразный вариант определяется минимумом приведенных затрат. В связи с учебным характером проекта сравнение вариантов можно произвести по капиталовложениям в сооружение электроустановки. Для уменьшения объема вычислений целесообразно исключить из расчета капиталовложения, которые являются одинаковыми для всех вариантов.

Результаты подсчета капиталовложений приведем в таблице 1.

Таблица 1

Оборудование	Стоимость, единицы, у.е.	Варианты			
		1-ый		2-ой	
		К-во единиц	Общестанционное, у.е.	К-во единиц	Общестанционное, у.е.
Трансформаторы: ТЦ-630000/500 ТЦ-630000/220	585	3	1755	4	2340
Автотрансформаторы: АТДЦТН-250000/500/220	418,5	2	418,5	-	-
АТДЦТН-320000/500/220	300	-	600	2	700
Ячейки выключателей: 500 кВ	350	3	875	6	1050
220 кВ	175	85	255	2	170
		Σ	3903,5		4260

В результате по минимуму капиталовложений оказывается наилучшим вариант 1, который и принимаем к дальнейшему рассмотрению.

#### 5 Контрольные вопросы для формулировки вывода

##### 5.1 Индивидуальные задания

#### 6 Список литературы

6.1 Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций.-М.:Энергетика,2017,- 442 с.

### Практическое занятие №2

1.Тема: составление схемы ТЭЦ сборными шинами генераторов напряжения, включая схему собственных нужд

2.Цель: изучить принцип составления схемы ТЭЦ

3. Оснащение: методические указания

4 Порядок выполнения работы

4.Краткие теоретические сведения

При составлении схемы с. н. ТЭЦ руководствуются следующими принципами:

1. Так как все станции этого типа имеют шины генераторного напряжения, то питание с. н. производится от этих шин, причем если часть генераторов работает по схеме блока, то с. н. питаются частично от шин генераторного напряжения и частично отпайкой от блоков.
2. Сборные шины с. н. 6 кВ разделяются на секции по числу котлоагрегатов, так как котлоагрегат является основным потребителем энергии с. н., остальную нагрузку с. н. разделяют равномерно по всем секциям. При такой схеме надежность питания с. н. станции значительно повышается, так как отключение одной из секций сопровождается остановкой только одного котлоагрегата и при к. з. на одной из секций остаточное напряжение на других оказывается достаточным для кратковременной работы двигателей. Для уменьшения капитальных затрат каждые две секции с. н. 6 кВ питаются от одного трансформатора 10/6 кВ или от одной реактированной линии 6 кВ через отдельные выключатели на каждую секцию
3. С секций с. н. 6 кВ непосредственно питаются крупные двигатели, а также трансформаторы с. н. напряжением 6/0,4 кВ для питания мелкодвигательной нагрузки и освещения станции.
4. Кроме рабочих трансформаторов с. н. или питающих линий 6 кВ предусматриваются резервные, причем при числе рабочих трансформаторов или линий свыше шести предусматриваются два резервных трансформатора или линии, присоединяемые, как и рабочие, к главным шинам генераторного напряжения [23]. При наличии на генераторном напряжении двойной системы шин, одна из которых секционирована резервный источник с. н. для большей надежности, как правило, подсоединяется к резервной системе шин. При наличии же на генераторном напряжении одной системы шин резервный трансформатор или линия присоединяется до выключателя трансформатора связи.
5. Рабочее и резервное питание к каждой секции 6 кВ с. н. должно подводиться через свои отдельные выключатели, чем обеспечивается более надежное питание с. н. и действие АВР.

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

На рис. 1 показаны структурные схемы ТЭЦ. Если ТЭЦ сооружается вблизи потребителей электроэнергии  $U = 6 \div 10$  кВ, то необходимо иметь распределительное устройство генераторного напряжения (ГРУ). Количество генераторов, присоединяемых к ГРУ, зависит от нагрузки 6—10 кВ. На рис. 1, а

два генератора присоединены к ГРУ, а один, как правило, более мощный, — к распределительному устройству высокого напряжения (РУ ВН). Линии 110 — 220 кВ, присоединенные к этому РУ, осуществляют связь с энергосистемой.

Если вблизи ТЭЦ предусматривается сооружение энергоемких производств, то питание их может осуществляться по ВЛ 35 — 110 кВ. В этом случае на ТЭЦ предусматривается распределительное устройство среднего напряжения (РУ СН) (рис. 1, б). Связь между РУ разного напряжения осуществляется с помощью трехобмоточных трансформаторов или автотрансформаторов.

При незначительной нагрузке (6—10 кВ) целесообразно блочное соединение генераторов с повышающими трансформаторами без поперечной связи на генераторном напряжении, что уменьшает токи КЗ и позволяет вместо дорогостоящего ГРУ применить комплектное РУ для присоединения потребителей 6—10 кВ (рис. 1, в). Мощные энергоблоки 100 — 250 МВт присоединяются к РУ ВН без отпайки для питания потребителей. Современные мощные ТЭЦ обычно имеют блочную схему.

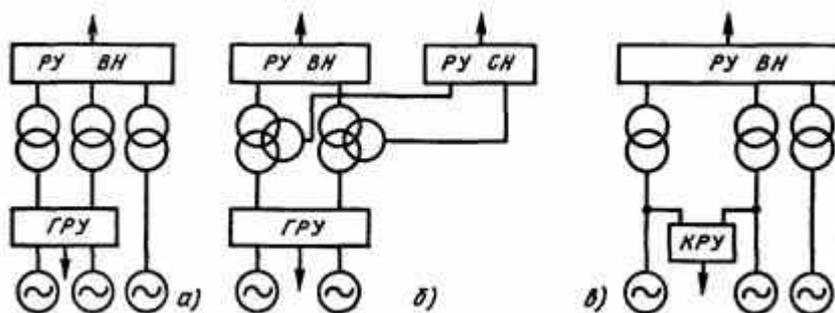


Рисунок 1. Структурные схемы ТЭЦ

5 Контрольные вопросы для формулировки вывода

5.1 Индивидуальные задания

6 Список литературы

6.1 Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций.-М.:Энергетика,2017,- 442 с.

1. Тема: составление схемы подстанции, включая схему собственных нужд
2. Цель: изучить принцип составления схемы подстанции
3. Оснащение: методические указания
  - 4 Порядок выполнения работы
4. Краткие теоретические сведения

На рис. 1. показаны схемы собственных нужд подстанций, применяемые в зависимости от вида оперативного тока. При переменном и выпрямленном токе рекомендуется схема (рис. 1, а), согласно которой предусматривается непосредственное подключение трансформаторов собственных нужд к обмоткам низшего напряжения главных трансформаторов (автотрансформаторов).

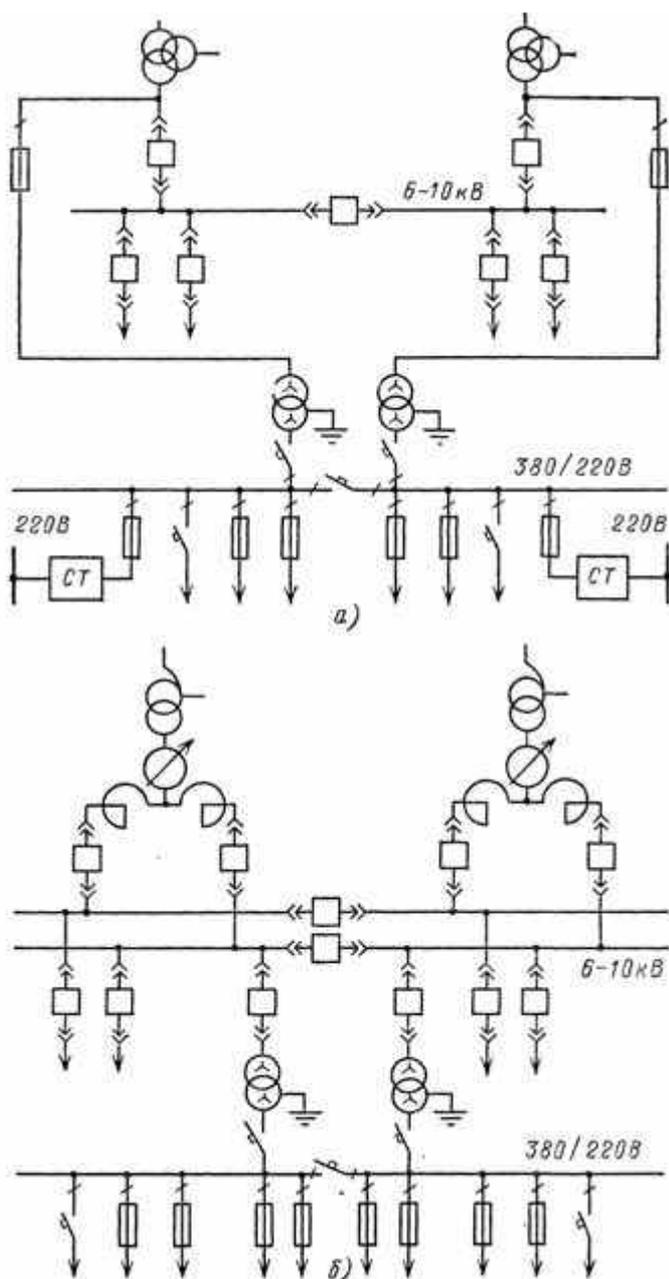


Рис. 1. Схемы присоединения собственных нужд при наличии на подстанциях: а — переменного и выпрямленного оперативного тока, б — постоянного оперативного тока

Такое подключение обеспечивает питание сети оперативного тока и производство операций выключателями при отключении шин 6—10 кВ. При постоянном оперативном токе наибольшее распространение имеет схема, показанная на рис. 2.3,б, когда трансформаторы с. н. непосредственно подключаются к шинам 6—10 кВ.

Обычно на подстанциях устанавливают один-два рабочих трансформатора собственных нужд, но при наличии особо ответственных потребителей может предусматриваться резервный трансформатор собственных нужд. Так, например, на рис. 2. показана схема для подстанции 220 кВ с тремя трансформаторами собственных нужд, из которых один является резервным, имеющим независимое питание от соседней подстанции.

Более сложные схемы применяются, например, на подстанциях 500 кВ и им подобных. Это вызывается тем, что часто на ОРУ во вспомогательных зданиях наряду с устройствами возбуждения СК, щитами релейной защиты и управления СК, АТ, присоединений 220 и 500 кВ размещаются также и щиты с. н., с которых ведется управление присоединениями 0,4 кВ, обслуживающими эти объекты.

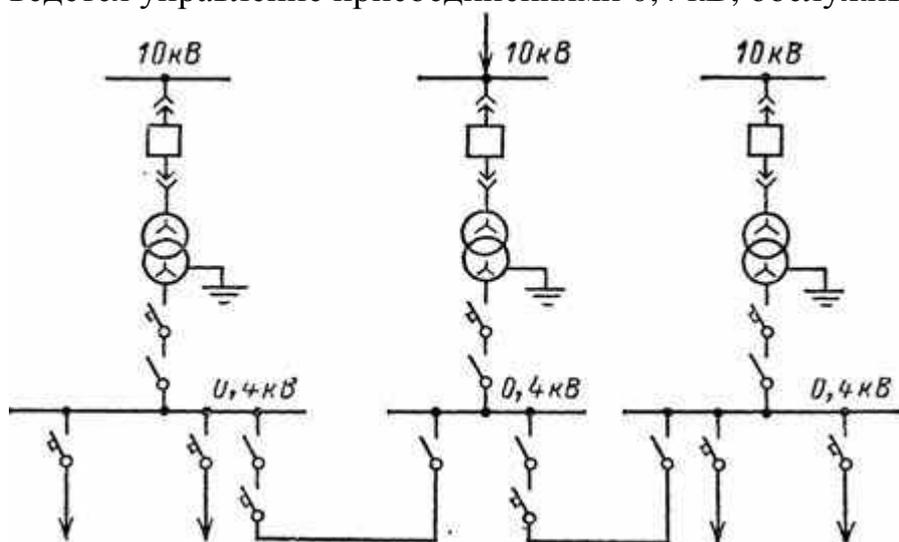


Рис. 2. Упрощенная схема собственных нужд подстанции 220 кВ

На рис. 3 показана упрощенная схема собственных нужд одной подстанции 500 кВ. На ней имеется несколько щитов собственных нужд: ОРУ 220 кВ, ОРУ 500 кВ, ГЩУ, насосной, трансформаторно-масляного хозяйства (ТМХ). Все эти щиты связаны переключателями и взаимно резервируют друг друга. Два трансформатора с. н. подключены к своим автотрансформаторам, а третий (резервный) к находящемуся вблизи трансформаторному пункту (ТП) кабельной городской сети.

На рис. 3 межсекционные связи и переключатели (осуществляемые с помощью выключателей и автоматических выключателей), предназначенные для автоматического ввода резерва при исчезновении напряжения, оснащаются соответствующими устройствами автоматики на стороне 6 — 10 кВ и автоматическими выключателями на стороне 0,4 кВ. На этих же рисунках стрелками условно показаны присоединения с. н. 0,4 кВ.

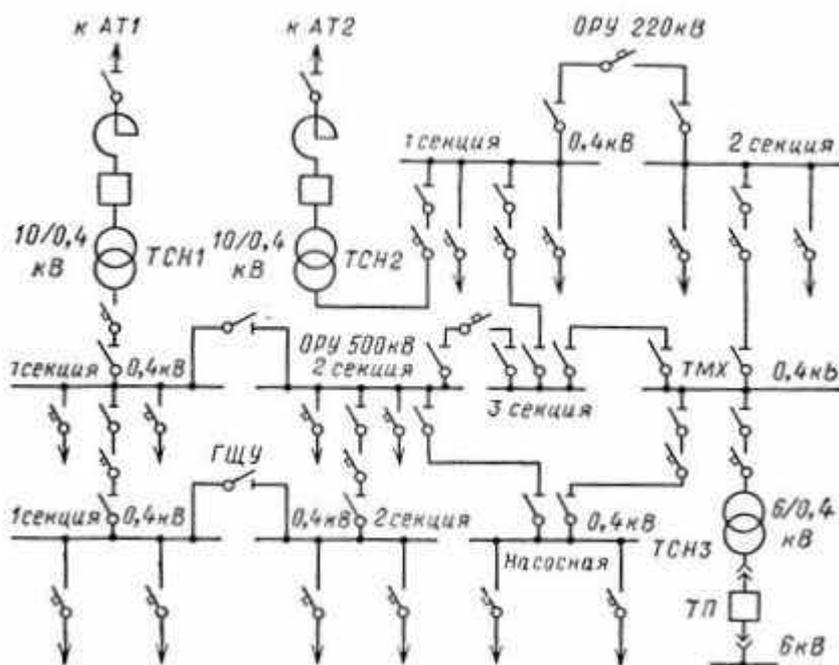


Рис. 3. Упрощенная схема собственных нужд подстанции 500 кВ

В настоящее время эти автоматические выключатели, как правило, также применяются и на отходящих от щитов с. н. линейных присоединениях. На некоторых из них, служащих для автоматического включения и отключения подогревательных устройств (в КРУН и других местах) в зависимости от температуры наружного воздуха, устанавливаются температурные датчики и магнитные пускатели.

В ряде случаев на малоответственных присоединениях собственных нужд (мастерские, маслоочистительные установки) вместо автоматических выключателей устанавливаются предохранители и рубильники.

Для повышения надежности и равномерной загрузки трансформаторов собственных нужд электроприемники, обеспечивающие нормальную работу основного электрооборудования подстанции (охлаждение трансформаторов и СК, подогрев баков выключателей, компрессора и др.), питаются от двух секций шин.

5 Контрольные вопросы для формулировки вывода

5.1 Индивидуальные задания

6 Список литературы

6.1 Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций.- М.: Энергетика, 2017,- 442 с.

1. Тема: эксплуатация воздушных выключателей
2. Цель: изучить принцип эксплуатации воздушных выключателей
3. Оснащение: методические указания
- 4 Порядок выполнения работы
4. Краткие теоретические сведения

Выключатели предназначены для отключения токов КЗ и для нечастых включений и отключений в любых режимах. При прохождении токов КЗ, выключатель подвергается воздействию значительных электродинамических сил и высоких  $t$ . Все выключатели имеют устройство дугогашения – нечастое включение и отключение. Сжатый воздух в воздушных выключателях выполняет две функции: гашение дуги и управление выключателем. Гашение дуги осуществляется мощным потоком сжатого воздуха, направленным на контакты дугогасительного устройства и эффективно восстанавливающим электрическую прочность промежутка между ними. Сжатый воздух хранится в резервуарах, расположенных на земле (служат основанием выключателей), или в зоне высокого напряжения (размещают дугогасительные устройства). Воздушные выключатели снабжаются устройствами вентиляции внутренних полостей изолирующих конструкций и устройствами контроля давления сжатого воздуха в резервуарах выключателя.

Контроль за давлением сжатого воздуха в резервуарах выключателя осуществляется электроконтактными манометрами, находящимися в распределительном шкафу. С помощью этих манометров выполнена блокировка, предотвращающая проведение операций выключателем при значительном отклонении давления сжатого воздуха от номинального.

Если по какой-либо причине давление сжатого воздуха в резервуарах станет ниже  $1,9\text{МПа}$ , один из манометров переключит цепи АПВ на отключение выключателя, а другой при давлении ниже  $1,6\text{МПа}$  разомкнёт цепи электромагнитов отключения и включения, предотвращая тем самым проведение выключателем любой операции.

При осмотре выключателей проверяется действительное положение всех полюсов воздушного выключателя по показаниям сигнальных ламп и манометров. Обращается внимание на общее состояние воздушного выключателя: целостность фарфоровых покрышек и изоляторов, шунтирующих резисторов и ёмкостных делителей напряжения; степень загрязнённости поверхностей фарфоровых изоляторов. На слух проверяется, нет ли утечек воздуха. Контролируется нагрев контактных соединений шин и аппаратных зажимов.

Техническое обслуживание воздушных выключателей: раз в месяц из резервуаров, расположенных на земле, удаляют накапливающийся в них конденсат. В период дождей увеличивают расход воздуха на вентиляцию

полых изоляционных конструкций. При понижении  $t$  окружающего воздуха ниже  $-5^{\circ}\text{C}$ , в шкафах управления полюсов и в распределительном шкафу включают электрический обогрев. Основная очистка воздуха, а также его осушка производятся в компрессорной воздухоприготовительной установке. Для дополнительной очистки сжатого воздуха в распределительных шкафах выключателей установлены войлочно-волосяные фильтры. Необходимо систематически, в зависимости от загрязненности воздуха, производить смену в них фильтрующих патронов.

5 Контрольные вопросы для формулировки вывода

5.1 Индивидуальные задания

6 Список литературы

6.1 Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций.- М.:Энергетика,2017,- 442 с.

1. Тема: эксплуатация разъединителей, отделителей и короткозамыкателей
2. Цель: изучить принцип эксплуатации разъединителей, отделителей и короткозамыкателей
3. Оснащение: методические указания
4. Порядок выполнения работы
4. Краткие теоретические сведения

Основное назначение разъединителей — создание видимого разрыва, отделяющего выводимое в ремонт оборудование от сборных шин и других частей установки, находящихся под напряжением, для безопасного производства работ. Разъединители не имеют дугогасительных устройств, позволяющих отключать более или менее значительные токи. Поэтому для непосредственного отключения и включения разъединители применяют, если ток в коммутируемой цепи значительно меньше их номинального тока. Кроме того, разъединители используются при различных переключениях электрических цепей в схемах РУ, например при переводе присоединений с одной системы шин на другую.

При отключенном выключателе проведение операций с разъединителями под напряжением сопровождается разрывом цепи зарядного тока, обусловленного емкостью присоединенных токоведущих частей (рис. 9.3). Зарядные токи оборудования и сборных шин всех напряжений (кроме конденсаторных батарей) невелики, и отключение и включение их разъединителями не опасно.

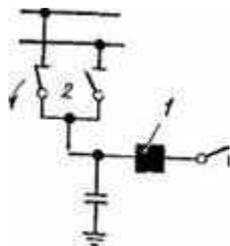


Рис. 9.3. Отключение разъединителем емкостного тока оборудования:

у — отключенный выключатель; 2 — разъединитель, отключающий емкостный ток

Разъединителями разрешаются операции отключения и включения дугогасящих реакторов при отсутствии в сети замыкания на землю, нейтралей силовых трансформаторов, а также намагничивающего тока трансформаторов и автотрансформаторов, зарядного тока кабельных и воздушных линий, значения которых установлены директивными материалами Минэнерго СССР.

В эксплуатации к разъединителям предъявляются следующие требования:

разъединители должны создавать явно видимый разрыв электрической цепи, длина которого должна соответствовать классу напряжения электроустановки;

при длительной работе с номинальным током контактные соединения разъединителей не должны нагреваться свыше  $75\text{ }^{\circ}\text{C}$ ;

контактная система должна обладать необходимой термической и динамической стойкостью;

при прохождении токов КЗ ножи разъединителей должны удерживаться во включенном положении (запирающим приспособлением привода, механическим или магнитным замком). Необходимое расстояние между контактами полюса разъединителя, находящегося в отключенном положении, должно надежно фиксироваться механическим запором;

изоляция разъединителей должна обеспечивать надежную работу при дожде, гололеде, запыленности воздуха. Опорные изоляторы и изолирующие тяги должны выдерживать механические нагрузки при операциях;

механизм главных ножей разъединителей должен иметь блокировку с выключателем и заземляющими ножами.

Отделители по своей конструкции мало чем отличаются от разъединителей. Их контактная система также не приспособлена для операций под током нагрузки. Основное назначение отделителей — быстрое отсоединение поврежденного участка электрической сети после отключения его со всех сторон выключателями. Отделителями отключают намагничивающий ток трансформаторов и зарядный ток линий. Ток, который способен отключить отделитель, зависит от расстояний между контактами полюса и между соседними полюсами. Управление главными ножами отделителей серии ОД осуществляется приводом типа ПРО-1У1, обеспечивающим автоматическое, дистанционное и местное отключение, а также ручное включение. Процесс отключения продолжается 0,5—0,6 с от момента подачи отключающего импульса. Столь быстрое отключение обеспечивается за счет энергии пружин, сжимаемых при ручном включении отделителя. Отделители применяются на трансформаторных подстанциях без выключателей на стороне ВН. Помимо отделителей на таких подстанциях обычно устанавливаются короткозамкатель, назначение которых состоит в том, чтобы быстро создать искусственное мощное КЗ, отключаемое затем выключателями. В отключенном положении короткозамкателя пружины его привода (типа ПРК-1У1) заведены и он готов к включению. При подаче импульса от устройства релейной защиты электромагнит освобождает включающую пружину и короткозамкатель включается. Отделитель отключается в тот момент, когда прохождение тока КЗ в цепи прекратится. Для правильного срабатывания отделителя в приводе предусмотрена блокировка, разрешающая его отключение только после исчезновения тока в цепи короткозамкателя.

При внешнем осмотре разъединителей, отделителей и короткозамкателей основное внимание должно быть обращено на состояние контактных соединений и изоляции этих аппаратов. Контактные соединения являются ответственными и в то же время наиболее слабыми частями разъединителей и отделителей. Методы контроля контактных соединений и уход за контактами рассмотрены в § 2.6—2.8.

Для поддержания и крепления токоведущих частей разъединителей, отделителей и короткозамкателей наружной установки используются опорно-штыревые и опорно-стержневые изоляторы. Последние изготавливаются цельными

для напряжений до 110 кВ включительно. Для аппаратов напряжением выше 110 кВ колонки набирают из штыревых или стержневых изоляторов, устанавливаемых друг на друга.

5 Контрольные вопросы для формулировки вывода

5.1 Индивидуальные задания

6 Список литературы

6.1 Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций.- М.:Энергетика,2017,- 442 с.

## Практическое занятие №6

1. Тема: эксплуатация шин и токопроводов
2. Цель: изучить принцип эксплуатации шин и токопроводов
3. Оснащение: методические указания
  - 4 Порядок выполнения работы
4. Краткие теоретические сведения

Сборные и соединительные шины закрытых РУ 6—10 кВ выполняются из одной или нескольких алюминиевых полос, закрепляемых на опорных изоляторах. Для установок с большими токами (более 2000 А) применяются шины швеллерного профиля. При изменениях температуры изменения длины жестких шин воспринимаются компенсаторами— пакетами изогнутых медных или алюминиевых лент, соединенных последовательно с шинами. На открытых РУ шины выполняются из гибкого провода или жестких труб. Гибкая ошиновка крепится к гирляндам подвесных изоляторов типа ПФ6, а в условиях загрязненной атмосферы — к гирляндам изоляторов с развитой боковой поверхностью, например серии ПФГ.

При эксплуатации не допускается нагрев шин выше 70° С при температуре окружающего воздуха 25° С. Задачей эксплуатации является контроль за исправностью контактных соединений шин (методы контроля изложены в § 2.6, 2.7) и состоянием изоляции. Опорные фарфоровые одноэлементные изоляторы внутренней и наружной установок испытываются повышенным напряжением промышленной частоты, значение которого приведено ниже; продолжительность испытаний 1 мин.

Номинальное напряжение изолятора, кВ.....3 6 10 20 35

Испытательное напряжение изолятора, кВ .....25 32 42 68 100

Опорно-стержневые изоляторы напряжением 35 кВ и выше в эксплуатации не подвергаются электрическим испытаниям.

Состояние подвесных изоляторов на подстанциях контролируется штангой с переменным искровым промежутком.

На электростанциях соединения выводов генераторов с блочными трансформаторами выполняются открытыми шинными мостами или комплектными пофазно экранированными токопроводами. По сравнению с открытыми шинами токопроводы обладают рядом эксплуатационных преимуществ: токоведущие части и изоляторы предохраняются от пыли и атмосферных осадков; исключается возможность возникновения междуфазных КЗ на генераторном напряжении; обеспечивается безопасность обслуживания.

Экраны токопроводов делают составными из ряда секций с телескопическим перемещением подвижных цилиндров по неподвижным, закрепленным на станинах. Такая конструкция обеспечивает доступ к изоляторам при их чистке и

ремонте. Для осмотра контактных соединений в кожухах токопроводов предусмотрены смотровые окна.

При осмотре токопроводов измеряется температура экранов и поддерживающих конструкций, которая не должна превышать  $50^{\circ}\text{C}$ . Металлические конструкции, находящиеся в электромагнитном поле переменного тока нагрузки, нагреваются вихревыми токами, для уменьшения которых отдельные секции экранов изолируют друг от друга резиновыми уплотнениями. Одну из опорных станин каждой секции заземляют, а другую изолируют от земли во избежание образования замкнутых контуров. При ремонте проверяют состояние изоляционных прокладок станин и уплотнений между секциями. Их сопротивление, измеренное мегаомметром на 1000 В, должно быть не менее 0,1 МОм.

Оборудование, встроенное в токопроводы (изоляторы, измерительные трансформаторы, разрядники и др.), подвергается электрическим испытаниям в соответствии с установленными для него нормами.

5 Контрольные вопросы для формулировки вывода

5.1 Индивидуальные задания

6 Список литературы

6.1 Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций.- М.:Энергетика,2017,- 442 с.

## Практическое занятие №7

1. Тема: эксплуатация конденсаторов связи
2. Цель: изучить принцип эксплуатации конденсаторов связи
3. Оснащение: методические указания
4. Порядок выполнения работы
4. Краткие теоретические сведения

**Конденсаторы связи и отбора мощности** предназначены:

для комплектования делителей емкостных ТН;

обеспечения высокочастотной связи на частотах от 36 до 750 кГц в ЛЭП переменного тока 50 и 60 кГц;

телемеханики, защиты, измерения напряжения и отбора мощности.

**Высокочастотные (ВЧ) заградители** предназначены для обеспечения передачи сигналов противоаварийной автоматики, релейной защиты, телефонной связи, телемеханики, промодулированных высокой частотой (24—1000 кГц) по фазовому проводу или грозозащитному тросу высоковольтной (10—750 кВ) ЛЭП.

ВЧ заградитель необходим для исключения шунтирования ВЧ сигнала обмоткой фазового трансформатора.

Заградитель представляет собой ВЧ фильтр, который включается в рассечку провода высоковольтной ЛЭП для предотвращения потерь ВЧ сигнала.

Конденсаторы связи и отбора мощности применяются на ПС в измерительных устройствах типа НДЕ, в специальных устройствах отбора мощности от ЛЭП, а также для образования ВЧ каналов защит, телемеханики и телефонной связи по схеме провод ЛЭП — земля.

В основу использования линий высокого напряжения для одновременной передачи электрической энергии и ВЧ сигналов положено свойство конденсаторов изменять сопротивление в зависимости от частоты проходящего через них тока, что видно из следующей формулы:

$$X_c = 10^6 / 2\pi fC. \quad (5.2)$$

Поэтому конденсатор, запирая токи при низких частотах, не препятствует прохождению токов ВЧ.

Конденсатор состоит из обкладок в виде тонких металлических лент с проложенными между ними слоями изолирующей бумаги. К этим лентам

припаивают выводы и свертывают их в плоские секции — элементарные конденсаторы. Конденсатор заданной емкости для работы в установках с заданным номинальным напряжением получают параллельным и последовательным соединением определенного числа элементарных конденсаторов.

Собранный конденсатор помещают в фарфоровый корпус, наполненный трансформаторным маслом. В качестве выводов конденсаторов используются стальные крышки, закрывающие корпус с торца. Внутренняя полость корпуса с атмосферой не сообщается. Изменения давления масла в корпусе компенсируются сжатием или выпучиванием стенок специальных коробок расширителей, погруженных в масло. Масса воздуха в коробках расширителей постоянная. Воздух в расширителях не соединяется ни с маслом, ни с атмосферным воздухом.

Конденсаторы устанавливают на изолирующих подставках, служащих для предотвращения утекания токов ВЧ в землю, минуя аппаратуру ВЧ поста.

**Применение конденсаторов и заградителей в схемах ВЧ каналов.** При помощи конденсаторов к линиям ВН через фильтры подключают ВЧ посты, передающие и принимающие ВЧ сигналы.

Фильтры служат для отделения аппаратов НН от непосредственного контакта с конденсаторами и исключения влияния на них токов промышленной частоты.

Утечка токов ВЧ за пределы ЛЭП предотвращается заградителями, выполненными в виде резонансных контуров (силовых катушек индуктивности и регулируемых конденсаторов, размещаемых внутри катушек). Для токов резонансной частоты сопротивление заградителей очень большое, а для токов промышленной частоты оно очень мало, и эти токи беспрепятственно проходят на шины ПС.

Заградители подвешивают на гирляндах изоляторов (иногда устанавливают на опорах) и включают в рассечку провода линии, рабочий ток которой проходит через силовые катушки.

**Осмотры** конденсаторов связи и заградителей производят одновременно с осмотром аппаратов, установленных в РУ. Кроме того, при тяжелых метеорологических условиях (гололед, мокрый снег, сильный ветер) производятся внеочередные осмотры. При осмотрах обращают внимание на чистоту поверхности фарфоровых корпусов, отсутствие в них трещин, а также на отсутствие следов просачивания масла через уплотнения фланцев и торцевых крышек.

Течь масла через герметичные конденсаторы связи недопустима, поскольку даже при малой, но продолжительной течи в конденсаторе может иссякнуть

избыточное давление и внутрь конденсатора попадет свежий воздух, что приведет к увлажнению масла и повреждению конденсатора.

При осмотре заградителей проверяют состояние контактов в местах присоединения к заградителю провода линии и спуска к линейному разъединителю, убеждаются в целостности жил проводов и надежности механического крепления заградителя и подвесных изоляторов.

В силу своей значительной массы подвесные заградители раскачиваются при сильном ветре, что может привести к нарушению креплений и падению заградителей.

На практике часто имеют место нарушения контактных соединений, а также излом жил проводов вблизи контактных зажимов заградителей, что приводит к обрыву и перегоранию проводов.

Верхняя обкладка конденсатора связи находится под фазным напряжением, а нижняя заземлена через фильтр присоединения. Поэтому падение фазного напряжения происходит на сопротивлении всех элементов конденсатора и фильтра присоединения.

Если в последовательной цепи конденсатор — фильтр присоединения — земля произойдет обрыв, то в схеме появится опасное напряжение. Поэтому для безопасного производства ремонтных работ на фильтре без снятия напряжения с ЛЭП или при эксплуатации необходимо включать заземляющий разъединитель; при этом следует заземлить нижнюю обкладку конденсатора.

Любые работы на конденсаторах связи, находящихся под напряжением, а также касание изолирующей подставки или ее фланцев недопустимы даже при включенном заземляющем разъединителе.

5 Контрольные вопросы для формулировки вывода

5.1 Индивидуальные задания

6 Список литературы

6.1 Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций.- М.:Энергетика,2017,- 442 с.