

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ

«БРАТСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Кафедра электроэнергетики и электротехники

УТВЕРЖДАЮ:

Проректор по учебной работе

_____ Е.И.Луковникова

« _____ » декабря 2018 г.

РАБОЧАЯ ПРОГРАММА ДИСЦИПЛИНЫ

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ И ПОДСТАНЦИИ

Б1.Б.15

НАПРАВЛЕНИЕ ПОДГОТОВКИ

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

ПРОФИЛЬ ПОДГОТОВКИ

Электроснабжение

Программа академического бакалавриата

Квалификация выпускника: бакалавр

1. ПЕРЕЧЕНЬ ПЛАНИРУЕМЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ ОБУЧЕНИЯ ПО ДИСЦИПЛИНЕ, СООТНЕСЕННЫХ С ПЛАНИРУЕМЫМИ РЕЗУЛЬТАТАМИ ОСВОЕНИЯ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЙ ПРОГРАММЫ	3
2. МЕСТО ДИСЦИПЛИНЫ В СТРУКТУРЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЙ ПРОГРАММЫ	4
3. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ОБЪЕМА ДИСЦИПЛИНЫ	5
3.1 Распределение объёма дисциплины по формам обучения.....	5
3.2 Распределение объёма дисциплины по видам учебных занятий и трудоемкости	5
4. СОДЕРЖАНИЕ ДИСЦИПЛИНЫ	6
4.1 Распределение разделов дисциплины по видам учебных занятий	6
4.2 Содержание дисциплины, структурированное по разделам и темам	10
4.3 Лабораторные работы.....	54
4.4 Практические занятия.....	54
4.5. Контрольные мероприятия: курсовой проект (курсовая работа), контрольная работа, РГР, реферат.....	55
5. МАТРИЦА СООТНЕСЕНИЯ РАЗДЕЛОВ УЧЕБНОЙ ДИСЦИПЛИНЫ К ФОРМИРУЕМЫМ В НИХ КОМПЕТЕНЦИЯМ И ОЦЕНКЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ОСВОЕНИЯ ДИСЦИПЛИНЫ	57
6. ПЕРЕЧЕНЬ УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ДЛЯ САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ ОБУЧАЮЩИХСЯ ПО ДИСЦИПЛИНЕ	58
7. ПЕРЕЧЕНЬ ОСНОВНОЙ И ДОПОЛНИТЕЛЬНОЙ ЛИТЕРАТУРЫ, НЕОБХОДИМОЙ ДЛЯ ОСВОЕНИЯ ДИСЦИПЛИНЫ.....	58
8. ПЕРЕЧЕНЬ РЕСУРСОВ ИНФОРМАЦИОННО – ТЕЛЕКОММУНИКАЦИОННОЙ СЕТИ «ИНТЕРНЕТ» НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ОСВОЕНИЯ ДИСЦИПЛИНЫ	58
9. МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ДЛЯ ОБУЧАЮЩИХСЯ ПО ОСВОЕНИЮ ДИСЦИПЛИНЫ.....	59
9.1. Методические указания для обучающихся по выполнению лабораторных работ/ практических работ	59
9.2. Методические указания по выполнению курсового проекта	109
10. ПЕРЕЧЕНЬ ИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ПРИ ОСУЩЕСТВЛЕНИИ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОГО ПРОЦЕССА ПО ДИСЦИПЛИНЕ	111
11. ОПИСАНИЕ МАТЕРИАЛЬНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ БАЗЫ, НЕОБХОДИМОЙ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОГО ПРОЦЕССА ПО ДИСЦИПЛИНЕ	112
Приложение 1. Фонд оценочных средств для проведения промежуточной аттестации обучающихся по дисциплине.....	112
Приложение 2. Аннотация рабочей программы дисциплины	122
Приложение 3. Протокол о дополнениях и изменениях в рабочей программе	124
Приложение 4. Фонд оценочных средств для текущего контроля успеваемости по дисциплине.....	125

1. ПЕРЕЧЕНЬ ПЛАНИРУЕМЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ ОБУЧЕНИЯ ПО ДИСЦИПЛИНЕ, СООТНЕСЕННЫХ С ПЛАНИРУЕМЫМИ РЕЗУЛЬТАТАМИ ОСВОЕНИЯ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЙ ПРОГРАММЫ

Вид деятельности выпускника

Дисциплина охватывает круг вопросов, относящихся к производственно-технологическому виду профессиональной деятельности выпускника в соответствии с компетенциями и видами деятельности, указанными в учебном плане.

Цель дисциплины

- подготовить обучающихся: к работе по эксплуатации электрооборудования электрических станций и подстанций; к выполнению отдельных частей проектов электрической части электрических станций и подстанций; к проведению исследований, направленных на повышение надёжности работы электрооборудования электрических станций и подстанций.

Задачи дисциплины

- усвоение обучающимися основных принципов формирования силовых схем электрических станций различного типа в зависимости от места станции или подстанции в общей системе энергоснабжения района.

Код компетенции	Содержание компетенций	Перечень планируемых результатов обучения по дисциплине
1	2	3
ОПК-2	способность применять соответствующий физико-математический аппарат, методы анализа и моделирования, теоретического и экспериментального исследования	знать: - состав основного оборудования электрических станций и подстанций; уметь: - применять методы анализа и моделирования, теоретического и экспериментального исследования; владеть: - навыками исследования электрооборудования
ПК-1	способность участвовать в планировании, подготовке и выполнении типовых экспериментальных исследований по заданной методике	знать: - назначение типовых экспериментальных исследований; уметь: - поставить эксперимент; владеть: - теорией проведения и выполнения типовых экспериментальных исследований по заданной методике.
ПК -2	способность обрабатывать результаты экспериментов	знать: - теорию и практику проведения экспериментальных исследований; уметь: - выделить из экспериментальных исследований главное, что является результатом исследования; владеть: - теоретической и практической базой для проведения эксперимента и обработки результатов экспериментальных исследований
ПК -3	способность принимать участие в проектировании объектов профессиональной деятельности в соответствии с техническим заданием и	знать: - теорию и практику проектирования электроэнергетических объектов на основе нормативно-технических документов; уметь: -использовать нормативно-техническую документацию в проектировании;

	нормативно-технической документацией, соблюдая различные технические, энергоэффективные и экологические требования	владеть: - алгоритмом исследования и проектирования на основе результатов исследования с учетом требования - способностью принимать участие в проектировании нормативно-технических документов
ПК -4	способность проводить обоснование проектных решений	знать: - нормативную документацию, используемую в разрабатываемых электрических проектах; уметь: - применять нормативную документацию для получения оптимальных проектных решений; владеть: - способностью проводить обоснование проектных решений; - методикой использования нормативных документов в технических проектах
ПК-5	готовность определять параметры оборудования объектов профессиональной деятельности	знать: - параметры оборудования объектов профессиональной деятельности, удовлетворяющие требованиям нормативной документации; уметь: - определять параметры расчетных величин, которым должно удовлетворять выбранное оборудование; владеть: - методами сравнительных оценок при определении пригодности выбранного оборудования
ПК-7	готовность обеспечивать требуемые режимы и заданные параметры технологического процесса по заданной методике	знать: - возможные режимы работы оборудования; уметь: - выбирать расчетный режим (наиболее тяжелый); владеть: - аппаратными и схемными решениями по ограничению качественных воздействий на выборное оборудование

2. МЕСТО ДИСЦИПЛИНЫ В СТРУКТУРЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЙ ПРОГРАММЫ

Дисциплина Б1.Б.15 Электрические станции и подстанции относится к базовой части.

Дисциплина Электрические станции и подстанции базируется на знаниях, полученных при изучении таких учебных дисциплин, как: общая энергетика, электрические и электронные аппараты.

Основываясь на изучении перечисленных дисциплин, электрические станции и подстанции представляет основу для изучения дисциплин: релейная защита, электрические сети, электроснабжение, преддипломная практика, ВКР.

Такое системное междисциплинарное изучение направлено на достижение требуемого ФГОС уровня подготовки по квалификации бакалавр.

3. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ОБЪЕМА ДИСЦИПЛИНЫ

3.1. Распределение объема дисциплины по формам обучения

Форма обучения	Курс	Семестр	Трудоёмкость дисциплины в часах						Курсовой проект	Вид промежуточной аттестации
			Всего часов (с экз.)	Аудиторных часов	Лекции	Лабораторные работы	Практические занятия	Самостоятельная работа		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Заочная	4	-	252	24	6	8	10	219	КП	экзамен

3.2. Распределение объема дисциплины по видам учебных занятий и трудоемкости

Вид учебных занятий	Трудоёмкость (час.)	в т.ч. в интерактивной, активной, инновационной формах, (час.)	Распределение по курсам, час
			4
1	2	3	4
I. Контактная работа обучающихся с преподавателем (всего)	24	4	24
Лекции (Лк)	6	4	6
Лабораторные работы (ЛР)	8	-	8
Практические занятия (ПЗ)	10	-	10
Курсовой проект	+	-	- +
Групповые (индивидуальные) консультации	+	-	+ +
II. Самостоятельная работа обучающихся (СР)	219	-	219
Подготовка к лабораторным работам	35	-	35
Подготовка к практическим занятиям	45	-	45
Выполнение курсового проекта	20	-	20
Подготовка к зачету	49	-	49
Подготовка к экзамену в течение семестра	70	-	70
III. Промежуточная аттестация			54
экзамен	54	-	-
зачет	+	-	- +
Общая трудоёмкость дисциплины час.	216	-	144
зач. ед.			72
	6	-	4 2

4. СОДЕРЖАНИЕ ДИСЦИПЛИНЫ

4.1. Распределение разделов дисциплины по видам учебных занятий

- для заочной формы обучения:

№ раздела	Наименование раздела	Трудоемкость, (час.)	Виды учебных занятий, включая самостоятельную работу обучающихся и трудоемкость; (час.)			
			учебные занятия			самостоятельная работа обучающихся
			лекции	лабораторные работы	практические занятия	
1	2	3	4	5	6	7
1.	Электростанции и подстанции как элементы энергосистемы. Основные типы электростанций и подстанций, их характерные особенности.	25,5	1	0,5	-	24
2.	Проводники и электрические аппараты, используемые на электростанциях и подстанциях. Термическая и электродинамическая стойкость проводников и электрических аппаратов.	25	0,5	0,5	-	24
3.	Дугогасительные устройства электрических аппаратов переменного и постоянного тока. Основные параметры и эксплуатационные характеристики современных выключателей, разъединителей и других электрических аппаратов и проводников, их проверка по условиям короткого замыкания.	26	1	1	-	24
4.	Синхронные генераторы и компенсаторы. Основные эксплуатационные характеристики. Способы включения в сеть. Современные системы возбуждения.	28,5	0,5	1	3	24
5.	Силовые трансформаторы и автотрансформаторы. Системы охлаждения. Допустимые систематические нагрузки и аварийные перегрузки. Особенности режимов автотрансформаторов.	27,5	0,5	1	2	24
6.	Электрические схемы станций и подстанций. Переключения в РУ.	26,5	0,5	1	1	24
7.	Схемы оперативного типа электрических станций и подстанций. Выбор аккумуляторной батареи.	25,5	0,5	1	-	24
8.	Конструкции РУ. Требования к распределительным устройствам.	26,5	0,5	1	1	24
9.	Обеспечение электробезопасности в распределительных устройствах станций и подстанций. Молниезащита. Заземление электрооборудования в РУ разных типов станций и подстанций.	32	1	1	3	27
ИТОГО		243	6	8	10	219

4.2. Содержание дисциплины, структурированное по разделам и темам

Интерактив проводится в форме лекции-беседы, дискуссионного обсуждения. Всего предусмотрено 4 часа.

Раздел 1. Электростанции и подстанции как элементы энергосистемы. Основные типы электростанций и подстанций, их характерные особенности.

1.1. Электростанции и подстанции как элементы энергосистемы. Основные типы электростанций и подстанций, их место в системе энергоснабжения промышленного района

Процесс производства, распределения и потребления тепла и электрической энергии может быть представлен блок-схемой, показанной на рис.

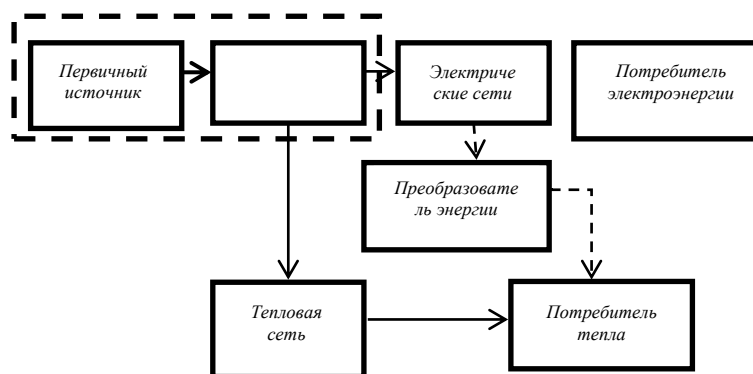


Рис. 1. - Блок-схема процесса производства, распределения и потребления тепла и электрической энергии

Первичный источник энергии (уголь, газ, нефть, урановый концентрат, гидроэнергия, солнечная энергия и т.п.) поступает в тот или иной преобразователь энергии, на выходе которого получается или только электрическая энергия, или электрическая энергия и тепло.

С целью повышения надежности электроснабжения потребителей и получения определенного народно-хозяйственного экономического эффекта электростанции объединяются на параллельную работу в энергосистеме, которые в свою очередь при развитии объединяются в энергообъединения и в объединенные энергосистемы. Энергосистемы являются основой электрификации страны. Объединение электростанций в энергосистемы дает ряд преимуществ:

- 1) повышается надежность электроснабжения потребителей;
- 2) уменьшается требуемый резерв мощности в системе;
- 3) улучшаются условия загрузки агрегатов благодаря выравниванию графика нагрузки и снижению максимума нагрузки системы;
- 4) появляется возможность более полного использования генерирующих мощностей электростанций, если имеется различие в их географическом месторасположении по широте и долготе;
- 5) улучшаются технико-экономические показатели энергетики ввиду возможности использования более мощных и экономичных агрегатов;
- 6) улучшается культура эксплуатации энергохозяйства;
- 7) появляются условия для оптимального управления развитием и режимами работы энергетики в целом как подсистемы народного хозяйства страны для создания автоматической системы диспетчерского управления энергосистемами и объединенными энергосистемами, а также для создания автоматизированной системы управления (АСУ) энергетикой как отраслью народного хозяйства.

Оперативное управление энергосистемами осуществляется их диспетчерскими службами, устанавливающими на основании соответствующих расчетов оптимальный режим работы электростанций и сетей различного напряжения. Расчеты режимов работы сложных энергосистем выполняются с использованием цифровых вычислительных машин и вычислительных комплексов.

В зависимости от рода используемого топлива электрические станции делятся на станции традиционного типа (для сегодняшнего дня) такие как тепловые ТЭС (КЭС и ТЭС), гидравлические (ГЭС и ГАЭС), атомные, дизельные (ДЭС).

В последнее время разрабатывается целый ряд электрических станций использующих для выработки электрической энергии энергию солнца, энергию ветра, волн морей и океанов и других источников энергии (станции нетрадиционного типа).

Электрическая подстанция – электроустановка, предназначенная для преобразования электрической энергии одного напряжения (частоты) в электроэнергию другого напряжения (частоты).

По способу присоединения к сети все подстанции можно разделить на тупиковые, ответвительные, проходные, узловы.

Тупиковая подстанция – это подстанция, получающая электроэнергию от одной электроустановки по одной или нескольким параллельным линиям.

Ответительная подстанция присоединяется глухой отпайкой к одной или двум проходящим линиям.

Проходная подстанция включается в рассечку одной или двух линий с двусторонним или односторонним питанием.

Узловая подстанция – это подстанция, к которой присоединено более двух линий питающей сети, приходящих от двух или более электроустановок.

Линия электропередачи – система проводов или кабелей, предназначенная для передачи (канализации) электроэнергии от источника к потребителю.

Электрическая сеть – совокупность линий электропередачи и подстанций.

Энергосистема – совокупность электрических станций, электрических и тепловых сетей и потребителей электрической энергии и тепла, связанных общностью режима и непрерывностью процесса производства, распределения и потребления электрической и тепловой энергии.

Электрическая система – часть энергосистемы, за исключением тепловых сетей и тепловых потребителей.

Электрические станции представляют собой сложные технологические комплексы с большим числом основного и вспомогательного оборудования. Первое служит для производства, преобразования, передачи и распределения электроэнергии, второе – для выполнения вспомогательных функций (измерение, сигнализация, защита и автоматика и т.д.).

Раздел 2. Проводники и электрические аппараты, используемые на электростанциях и подстанциях. Термическая и электродинамическая стойкость проводников и электрических аппаратов

2.1. Проводники в электрических схемах (провода, шины, кабели). Их термическая и динамическая устойчивость. Расчет и выбор проводников. Условия выбора.

Силовые кабели выбирают по условиям нормального режима и проверяют на термическую устойчивость токам КЗ. Обычно применяют трехжильные бронированные алюминиевые кабели.

По условиям нормального режима кабель выбирают по номинальному напряжению, по экономической плотности тока и нагреву длительным током в случае рабочего форсированного режима.

Если сечение кабеля, выбранное по нормальному режиму, больше S_{\min} , кабель термически устойчив.

В распределительных устройствах с напряжением 35 кВ и выше применяют как гибкие шины, выполненные сталеалюминиевыми проводами типа АС или полыми алюминиевыми типа ПА, так и жесткие шины из алюминиевых труб круглого сечения, характеризующиеся внутренним и наружным диаметром.

Сборные шины выбирают по максимальному значению тока, а шинные присоединения – исходя из тока рабочего форсированного режима $I_{\text{раб.форс}}$. Сборные шины и шинные присоединения проверяют на термическую стойкость.

При напряжении 35 кВ и выше проводники должны быть проверены по условиям образования короны с учетом среднегодовых значений плотности и температуры воздуха на высоте расположения данной электроустановки, приведенного радиуса проводника и его коэффициента шероховатости. Кроме того, необходима проверка по условиям допустимого уровня излучаемых радиопомех от короны. Эти проверки выполняются по одной методике как для ошиновки распределительных устройств, так и для отходящих линий электропередач. При отметках над уровнем моря ниже 1500 м проверку по условиям короны и уровню радиопомех можно не проводить, если количество проводников в фазе и их диаметры (марки) равны или больше следующих; на напряжении 110 кВ – 1АС-70; 154 кВ – 1АС-120; 220 кВ – 1АС-240; 330кВ – 2АС-300; 500 кВ – 3АС-330; 750 кВ – 4АС-400. При этом расстояние между проводами в расщепленной фазе должно быть в пределах 400...600 мм.

Наибольшее сближение проводов фаз наблюдается при двухфазном КЗ между фазами, когда провода сначала отбрасываются в разные стороны, а затем, после отключения КЗ, сближаются. Их сближение будет тем сильнее, чем меньше расстояние между проводами, больше стрела провеса и длительность тока КЗ. В некоторых случаях устанавливаются поперечные распорки. Когда необходимо уменьшить стрелу провеса, устанавливают дополнительные опоры, т.е. уменьшают пролет.

Стрела провеса гибкой ошиновки ОРУ обычно значительно меньше, чем у проводов линии, из-за небольших пролетов сборных шин. Поэтому даже с учетом уменьшения расстояния между фазами ОРУ недопустимого сближения соседних фаз при КЗ, как правило, не происходит. Кроме того, по конструктивным соображениям обычно устанавливают две-три распорки в пролете в пределах гибкой ошиновки РУ.

В основном применяются алюминиевые сборные шины распределительных устройств. На малые и средние токи (до 3200 А) принимаются шины прямоугольного сечения из 1...2 полос, при больших токах – коробчатого типа. Шины выбирают по условиям длительного нагрева номинальным током, с последующей проверкой на термическую и динамическую устойчивость при коротких замыканиях. При этом

$$I_{\text{раб.форс}} \leq I_{\text{доп.кат.}}$$

За $I_{\text{раб.форс}}$ принимается для сборных шин $\sim 0,7 I$ генераторов секции. При расчете токопровода от генератора к сборным шинам его сечение выбирается по экономической плотности тока с последующей проверкой на термическую устойчивость токам короткого замыкания. За $I_{\text{раб.форс}}$ принимается номинальный ток генератора, увеличенный на 5%. Проверка шин на термическую устойчивость токам КЗ сводится к

определению наименьшего допустимого сечения шин, для кабелей и соответствующего допустимой кратковременной температуре алюминиевых шин в 200 °С.

При проверке шин на электродинамическую устойчивость при коротком замыкании допускают, что они являются многопролетными балками, свободно лежащими на опорных изоляторах и находящимися под действием равномерно распределенной нагрузки. При двухполосных шинах или аналогичных им шинах коробчатого типа возникают как междуполосные усилия соседних фаз, так и межполосные усилия одной фазы

Для соединения выводов мощных турбогенераторов с повышающими трансформаторами в настоящее время применяются комплекты экранированные токопроводы (КЭТ).

Применение КЭТ для турбогенераторов 160 МВт и выше обязательно. Для турбогенераторов 60...100 МВт применение КЭТ рекомендуется в пределах машинного зала и на открытой части, если трансформатор удален от машзала не более чем на 15 м. В курсовом проекте КЭТ рекомендуется выбирать при мощности турбогенераторов 60 МВт и выше.

2.2. Выбор выключателей, разъединителей, короткозамыкателей, отделителей, трансформаторов тока и напряжения. Условия выбора.

В соответствии с ГОСТ 687–70 для выбора выключателей необходимо иметь следующие расчетные точки КЗ: начальный периодический ток I'' , ударный ток $i_{уд}$, периодический I_n и аperiodический I_a , отключаемые к моменту размыкания дугогасительных контактов выключателя (момент τ).

Может быть определена и расчетная мощность отключения $S_{откл.р}$. Расчетный ток отходящей линии приближенно может быть принят как

$$I_{расч.} \approx \frac{S_{max}}{n\sqrt{3}U_n},$$

где n – число отходящих линий; S_{max} берется из формы подсчета суточных нагрузок.

Периодическая составляющая отключаемого тока при удаленном КЗ (КЗ в РУ и сети повышенных напряжений станций, РУ низшего напряжения за линейным реактором) принимается незатухающей и равной сверхпереходному току

$$I_{нт} = I''.$$

При КЗ вблизи генератора, что и рассматривается в курсовом проекте, к моменту размыкания цепи выключателем периодический ток синхронного генератора заметно затухает. Ток от системы можно принимать незатухающим. Тогда периодическая составляющая отключаемого тока определяется по выражению:

$$I_{нт} = \Sigma I_{нт.г} + I_c$$

где $\Sigma I_{нт.г}$ – суммарный периодический ток генераторов, расположенных в момент τ у места КЗ; I_c – периодический ток от системы.

Периодическая составляющая тока генератора может быть определена по расчетным кривым. Эти кривые позволяют определить относительную величину периодической составляющей тока турбогенераторов $I_{нт*}$ в зависимости от расчетного сопротивления $X_{*расч.}$

При КЗ, вблизи шин 6...10 кВ, к которым подключены мощные двигатели, надо учитывать ток подпитки от двигателей в момент отключения выключателей.

При КЗ вблизи синхронной машины следует учитывать, что составляющие аperiodического тока от ближайших генераторов и от системы затухают с разными постоянными времени в соответствии с параметрами x, r цепей.

Отключающую способность выключателя характеризует номинальный симметричный ток отключения $I_{откл.н}$ (даются в каталогах на выключатели) и номинальное относительное содержание аperiodической составляющей β (определяют по кривой $\beta = f(\tau)$ из ГОСТа для времени τ от возникновения КЗ начала размыкания контактов.

При напряжениях 110 и 220 кВ применяются малообъемные или многообъемные масляные выключатели. В закрытых распределительных устройствах на указанные напряжения рекомендуются только малообъемные и воздушные выключатели. Воздушным выключателям отдается предпочтение перед малообъемными при больших токах КЗ.

В сетях генераторного напряжения 6...20 кВ находят применение малообъемные выключатели МГ-10, МГГ-10, МГ-15, МГ-20. В цепях мощных блоков – воздушные выключатели ВВ-10, 15, 20.

При выборе выключателей отходящих реактированных линий следует ориентироваться на малообъемные выключатели типа ВМП-10 или вакуумные выключатели, приведенные в прил. 6.

Распределительные устройства СН 6 кВ ТЭЦ выполняют комплектами из ячеек КРУ с выключателями ВМП-10 или соответствующими вакуумными или элегазовыми выключателями.

Выбор разъединителей

Разъединители выбирают по длительному номинальному току и номинальному напряжению, проверяют на термическую и динамическую устойчивость. Расчетные величины для разъединителей те же, что и для

выключателей. При выборе разъединителя необходимо увязывать его тип с местом установки выключателя в ОРУ или ЗРУ.

Выбор реакторов

Реакторы выбирают по номинальному напряжению, току и индуктивному сопротивлению; проверяют на термическую и электродинамическую стойкость. В схемах электроустановок применяют линейные и секционные реакторы. Обычно в качестве линейного реактора используют сдвоенные реакторы, имеющие меньшие потери мощности. Одинарные реакторы использовать как групповые возможно, но это связано с ухудшением экономических показателей станции. Индуктивные сопротивления реактора определяют по условиям ограничения токов КЗ в распределительной сети до допустимых пределов. Обычно эти пределы задают выключатели на отходящих линиях (например, ВМП-10 с $I_{откл.} = 20$ кА).

Выбор измерительных трансформаторов тока и напряжения

Режим работы турбогенераторов ТЭУ, а также режим нагрузки оборудования распределительных устройств контролируется с помощью измерительных приборов и релейных устройств датчиков сигнализации, срабатывающих при отклонении параметров контролируемых величин от заданных значений и действующих на соответствующую сигнализацию.

В зависимости от характера объекта контроля и структуры его управления место размещения контрольно-измерительной аппаратуры может быть различным. Количество контрольно-измерительных приборов может тоже сильно отличаться на различных станциях или подстанциях.

Тем не менее для большинства случаев применимы общие принципы расстановки измерительных приборов в цепях станции и подстанции.

Для питания измерительных приборов устанавливают трансформаторы тока ТТ и трансформаторы напряжения ТН.

Трансформаторы тока целесообразно использовать с несколькими сердечниками соответствующего класса точности. Один, например, для питания измерительных приборов, другой – для релейной защиты. Трансформаторы тока устанавливают в зависимости от схемы сети и требований релейной защиты и измерительной системы в двух или трех фазах.

Измерительные трансформаторы напряжения устанавливают на сборных шинах. От них питаются катушки напряжения измерительных приборов, приборов синхронизации, устройства релейной защиты, сигнализация, контроль изоляции. Трансформаторы напряжения устанавливают также в цепях генераторов.

Примеры размещения ТТ, ТН и измерительных приборов на тепловой станции даны .

Трансформаторы тока для питания измерительных приборов выбирают по номинальному первичному и вторичному токам, по классу точности и проверяют на термическую и динамическую устойчивость .

Класс точности ТТ по ПУЭ выбирают в соответствии с назначением ТТ: для присоединения счетчиков – 0,5, для щитовых приборов – 1. Длину соединительных проводов от ТТ до приборов (в один конец) можно принять приблизительно равной:

Все цепи ГРУ 6...10 кВ, кроме линий к потребителям	40...60 м
Линии 6...10 кВ к потребителям	4...6 м
Все цепи РУ 35 кВ	60...75 м
Все цепи РУ 110 кВ	75...100 м
Все цепи РУ 220 кВ	100...150 м

Сечение соединительных проводов для алюминиевых жил по условию механической прочности не должно быть меньше $2,5 \text{ мм}^2$ и больше 6 мм^2 .

Для закрытых распределительных устройств 35, 110, 220 кВ могут быть рекомендованы к установке на вводах встроенные трансформаторы тока ТВС-35, ТВС-110, ТВС-220,

ТВУ-110. Применение этих трансформаторов тока позволяет более рационально использовать объем помещения распределительного устройства.

Для закрытых распределительных устройств 6(10) кВ станций и подстанций можно рекомендовать к установке новые ТН типа НАМИ-6(10) – трансформаторы напряжения антирезонансные масляные измерительные, имеющие такие же параметры, как и трансформаторы напряжения НТМИ-6(10).

В распределительных устройствах 35 кВ вместо блока из трех трансформаторов ЗНОМ-35 может быть установлен один трехфазный антирезонансный трансформатор НАМИ-35

Раздел 3. Дугогасительные устройства электрических аппаратов переменного и постоянного тока. Основные параметры и эксплуатационные характеристики современных выключателей, разъединителей и других электрических аппаратов и проводников, их проверка по условиям короткого замыкания

3.1. Электрическая дуга постоянного тока. Особенности гашения дуги постоянного тока

На электростанциях имеется ряд цепей постоянного тока: цепи систем возбуждения генераторов и синхронных электродвигателей, цепи постоянного оперативного тока, цепи двигатель-генераторов, цепи

привода шнековых питателей пыли и т. п. Процесс отключения цепей постоянного тока существенно отличается от процесса отключения цепей переменного тока. При отключении цепей переменного тока используется то обстоятельство, что переменный ток периодически проходит через нуль и в этот момент дуга переменного тока может быть погашена. В цепях постоянного тока такие условия отсутствуют, и здесь дуга гасится только путем сведения тока к нулю за счет введения в цепь значительного нелинейного активного сопротивления, каким является сопротивление самой дуги.

Процесс отключения цепи постоянного тока можно ускорить, если создать условия, при которых напряжение на дуге будет оставаться неизменным и большим э. д. с. источника во все время переходного процесса. Такие условия практически выполняются в выключателях автоматических быстродействующих (ВАБ), имеющих специальные гасительные камеры. В ряде случаев, например в автоматах гашения поля, гасительные камеры выполняют с использованием принципа разбивки дуги на ряд коротких дуг; у последних, как известно, напряжение дуги (равное 20—30 В) не зависит от величины проходящего тока. При этом процесс отключения цепи качественно характеризуется кривыми, в процессе эксплуатации может возникнуть обрыв цепи постоянного тока в произвольном месте с образованием открытой дуги.

Лекция 3.2, 3.3 Виды ионизации в дуговом промежутке. Процесс ионизации и деионизации при горении дуги. Электрическая дуга переменного тока. Вольт-амперная характеристика дугового промежутка переменного тока.

Отключение цепей переменного тока нормально производится выключателями. Наиболее трудно отключить цепь при возникновении в ней того или иного короткого замыкания, и том числе так называемого «неудаленного к.з.». Существенные затруднения возникают также при выключении выключателями малых индуктивных токов и токов холостого хода протяженных линий электропередачи.

При размыкании контактов выключателя возникает дуга. Когда ток проходит через нуль, дуга гаснет, однако в следующий момент она может вновь зажечься, если электрическая прочность промежутка оказывается меньше восстанавливающегося напряжения на контактах выключателя. Контакты выключателя в процессе отключения непрерывно расходятся, поэтому при каждом последующем прохождении тока через нуль начальная электрическая прочность промежутка оказывается больше и в конце концов создаются условия для окончательного гашения дуги.

Характеристики современных выключателей таковы, что дуга в них может гореть 1—3 полупериода промышленной частоты. Электрическая дуга или дуговой разряд представляет собой самостоятельный, т. е. не зависящий от внешнего ионизатора, разряд в воздухе или в газе (в зависимости от типа выключателя).

У дуги различают три характерные области: околокатодную, околоанодную и столб дуги (рис. 3.3). Характерно, что падения напряжения вблизи катода ΔU_K и вблизи анода ΔU_a не зависят от величины проходящего тока и соответственно равны примерно 10–20 и 3–5 В. В среднем $\Delta U_K + \Delta U_a \approx 20$ В. Столб дуги представляет собой плазму, состоящую из электронов и положительных ионов; в центре столба температура доходит до 25 000–50 000 К.

В дуге непрерывно идут процессы ионизации и деионизации. Первые поддерживают горение дуги, вторые, наоборот, стараются погасить дугу. Воздействие на эти процессы и является основой различных способов гашения дуги в выключателях.

Различают четыре вида ионизации: ударная ионизация, автоэлектронная эмиссия, термическая ионизация и термоэлектронная эмиссия.

Ударная ионизация вызывается соударениями электронов,двигающихся под воздействием электрического поля вдоль столба дуги, с нейтральными молекулами и атомами газа в дуговом промежутке.

Автоэлектронная эмиссия – это выход электронов с катода в межэлектродное пространство под действием сильного электрического поля между контактами выключателя [при напряженностях порядка $(1—3)10^7$ В/см].

Термическая ионизация — это процесс образования ионов под действием высокой температуры.

Термоэлектронная эмиссия – это выход электронов с горячего катода в межэлектродное пространство. Она имеет место при температуре катода примерно 3000—4000 К.

Гашение дуги в наиболее распространенных воздушных и масляных выключателях осуществляется с помощью воздуха или газа под давлением. При этом основным видом ионизации в дуговом столбе является термическая ионизация.

Динамических же характеристик может быть множество в зависимости от величины тока и степени деионизации дугового промежутка. При увеличении тока динамические характеристики идут выше статической, а при уменьшении тока – ниже ее.

Напряжения, при которых дуга загорается (возникает) и гасится (прекращается), называются соответственно напряжениями зажигания u_3 и гашения $u_г$, причем всегда $u_3 > u_г$.

Анализ переходных процессов при отключении цепей переменного тока производится с использованием тех или иных расчетных схем, в которые для упрощения расчетов обычно вводят так называемые «идеальные выключатели». Под идеальным понимается такой выключатель у которого: а) падение напряжения на дуге равно нулю; б) гашение дуги происходит точно в момент прохождения тока через нуль; в) после гашения дуги сопротивление дугового промежутка мгновенно становится равным бесконечности.

3.4 Аппараты распределительных устройств 6-10 кВ: разъединители, высоковольтные предохранители, выключатели РУ 6-10 кВ, трансформаторы тока с напряжением свыше 1 кВ, измерительные трансформаторы напряжения

Разъединители

Распределительные устройства 6-10 кВ выполняются, как правило, в закрытом исполнении. Исключение составляют распределительные устройства 6-10 кВ на базе ячеек КРУН и КТП. Поэтому для РУ 6-10 кВ характерными являются разъединители внутренней установки. Разъединители имеют ножи рубящего типа, движение которых в процессе включения и отключения осуществляется в плоскости параллельной плоскости, в которой лежат оси опорных изоляторов. Наиболее распространены трехполосные разъединители типа РВР-10.

Разъединители с заземляющими ножами типа РВРЗ на ток до 2000 А имеют рубящие ножи коробчатого сечения. Контактные поверхности покрываются слоем серебра. Заземляющие ножи объединены общей закорачивающей шиной, связанной с рамой разъединителя гибкой связью. Главные ножи разъединителя могут управляться как ручным, так и моторным приводом, а заземляющие ножи - только ручным приводом типа ПР-3. В конструкции разъединителя РВРЗ следует обратить внимание на механическую блокировку, препятствующую включению заземляющих ножей при включенных главных ножах и включению главных ножей при положении, в котором включены ножи заземления.

Подвижные ножи однополюсных разъединителей отключают по одному с помощью изолирующей штанги. Штанга имеет на конце металлический стержень для захвата кольца на подвижном ноже разъединителя. Трехполосные разъединители внутренней установки снабжают рычажным приводом, действующим сразу на все три полюса разъединителя. Рукоятку привода устанавливают на лицевой панели ячейки сбоку от разъединителя. Следует учитывать, что при наличии заземляющих ножей у разъединителя их привод осуществляют отдельной рукояткой, располагаемой рядом с рукояткой основного привода.

В обозначении типа разъединителя: Р - разъединитель; В - внутренней установки; Н - наружной установки; К - с коробчатой токоведущей системой; Д - двухколонковый; В - с вертикальным движением главных ножей; Р - рубящего типа; Ф - фигурный; Л - линейный; О - однополюсный; З - с заземляющими ножами; У - с усиленной изоляцией; Б - с механической блокировкой главных и заземляющих ножей; П - наличие рычажной передачи на валу моторного привода; цифры 1 и 2, стоящие перед первым дефисом, обозначают число заземляющих ножей. Цифры в числителе - номинальное напряжение, кВ; цифра в знаменателе - номинальный ток, А; буквы после цифр обозначают климатическое исполнение (У - умеренный климат; Т - тропический климат; ХЛ - холодный климат); цифры 1,2,3 на конце означают категорию размещения (1- на открытом воздухе, 2- работа в помещении со свободным доступом наружного воздуха, 3 - в закрытом помещении).

Например: разъединитель РВР(З) - П - 12/2000 ТЗ. Разъединитель внутренней установки рубящего типа с заземляющими ножами, трехполосный. Номинальное напряжение аппарата - 12 кВ, номинальный ток - 2000 А. Тропическое исполнение, для закрытых помещений.

Высоковольтные предохранители

В настоящее время из высоковольтных предохранителей широкое распространение получили кварцевые ПК и газогенерирующие ПС предохранители.

Кварцевые предохранители выпускаются в следующих типоразмерах; ПКТ - предохранитель кварцевый токоограничивающий для защиты трансформаторов, воздушных и кабельных линий (ПКТ 101 ПКТ 105); ПКТ 105); ПКТН 001 - для защиты трансформаторов напряжения в электроустановках трехфазного переменного тока на напряжение 3-35 кВ; ПКЭ - для защиты силовых электрических цепей (ПКЭ 106 ПКЭ 108) и трансформаторов напряжения (ПКЭН 006) в КРУ экскаваторов и передвижных электростанций на напряжение 1, 10 и 35 кВ. Предохранители ПКЭ и ПКЭН используются и для защиты силового оборудования высокого напряжения железнодорожного транспорта.

Перечисленные типы предохранителей предназначены в основном для внутренней установки. Предохранители серии ПК для наружной установки выпускаются на 6, 10 и 35 кВ с типоразмером ПКТУ. Их отличительная особенность - добавочное сопротивление к плавкой вставке. Все они имеют вставку на токи до 30 А.

Условное обозначение предохранителя ПКXXXX-X-XXXX расшифровывается следующим образом: ПК - предохранитель кварцевый; X - назначение (Т - для защиты силовых трансформаторов и линий; Э - для силовых цепей экскаваторов; Н - для трансформаторов напряжения; ЭН - для трансформаторов напряжения в экскаваторных установках); X - однополюсное исполнение (1 - наличие цоколя, 0 - отсутствие); XX - конструкция контактов, в которых установлен патрон предохранителя; X - номинальное напряжение или наибольшее рабочее напряжение, кВ; X - номинальный ток отключения в килоамперах для предохранителей ПКТ и ПКЭ; XX - климатическое исполнение и категория размещения. Например, предохранитель ПКТ 102-6-20УЗ - предохранитель кварцевый для защиты силовых трансформаторов, однополюсный с цоколем, с контактами типа 02, номинальное напряжение 6 кВ, 20 кА - номинальный ток отключения, для работы в закрытых помещениях с естественной вентиляцией.

Шкала номинальных токов плавких вставок силовых предохранителей: 2; 3,2; 5; 8; 10; 16; 20; 31,5; 40; 50; 80; 100; 160; 200.

Предохранители ПСН применяются в комплектных трансформаторных подстанциях для защиты силовых трансформаторов мощностью не более 6300 кВА от токов короткого замыкания.

Предохранитель ПСН - 110 VI расшифровывается следующим образом: предохранитель стреляющий наружный на 110 кВ, климатическая зона 1 (открытый воздух).

Выключатели распределительных устройств 6-10 кВ

Выключатели предназначены для коммутации электрических цепей соответствующего напряжения в режиме холостого хода присоединения, в рабочем режиме и при отключении токов короткого замыкания.

Выключатели распределительных устройств 6-10 кВ в зависимости от среды, в которой гасится электрическая дуга отключения, могут быть разделены на три группы. Первая группа - наиболее распространенная - группа масляных выключателей. Ко второй группе можно отнести выключатели с газовой дугогасящей средой. Третья группа выключателей, получающая все большее распространение в последнее время, включает вакуумные выключатели.

В масляных выключателях силовые контакты размыкаются в трансформаторном масле и электрическая дуга гасится вследствие воздействия на нее струи газов, получающихся в результате разложения масла под действием высокой температуры дуги. Результатом разложения масла являются водород (около 70 %), метан (10%), этан (10 %) и другие горючие фракции. Помимо этих газов в дуговом промежутке может находиться незначительное количество паров металла контактов и паров масла. Масляные выключатели образуют две больших группы выключателей; малообъемные или горшковые, в которых трансформаторное масло используется только для гашения дуги, и выключатели с большим объемом масла (баковые), где трансформаторное масло выполняет роль гасящей среды и жидкого диэлектрика, изолирующего токоведущие элементы выключателя от заземленного корпуса. Малообъемные выключатели, в свою очередь, можно разделить на два типа - выключатели общего пользования, коммутирующие цепи отдельных присоединений со сравнительно небольшими токами (ВМГ-10, ВМП-10), и выключатели генераторного напряжения с рабочими токами в несколько сот кА (МГ-10, МГ-20, МГГ-10).

Из газовых выключателей РУ 6-10 кВ можно выделить воздушные выключатели, используемые в распределительных устройствах генераторного напряжения станций, и автогазовые выключатели нагрузки, коммутирующие цепи нагрузки в РУ 6-10 кВ промышленных предприятий и в распределительных пунктах городских сетей. В воздушных выключателях гашение дуги происходит сжатым воздухом, а изоляция токоведущих частей и дугогасительного устройства осуществляется твердыми изолирующими материалами. В автогазовых выключателях горение дуги между контактами вызывает разложение твердых материалов гасительных камер (фибра, оргстекло) с обильным выделением газов, способствующих быстрому отбору тепла дуги и ее гашению.

Вакуумные промежутки дугогасительных камер являются надежными элементами вакуумных выключателей, обеспечивающих быстрое отключение защищаемых цепей в РУ 6-10 кВ. В глубоком вакууме (10^{-4} - 10^{-6}) в дугогасительных камерах происходит быстрая диффузия заряженных частиц в окружающее пространство, что обеспечивает гашение электрической дуги уже при первом переходе тока через нулевое значение.

Выключатели типа ВМГ-10 (ВМГ-133)

Выключатели типа ВМГ-10 (более ранняя модификация ВМГ-133 отличается формой горшка выключателя) относятся к типу подвесных выключателей и выполняются с одним разрывом на фазу. Состоят из трех металлических баков (горшков), каждый из которых крепится на общей сварной раме при помощи фарфоровых изоляторов.

В выключателе на номинальный ток 600 А бак изготовлен из стали, но для уменьшения нагрева бака вихревыми токами его вертикальный шов заварен латунью. В выключателях на 1000 А бак выполнен из латуни. Внутренняя полость бака изолирована бакелитовыми цилиндрами.

Для увеличения объема масла и для освежения продуктов горения после отключения к передней части основного бака приварен дополнительный резервуар, который сообщается с основным баком через шариковый клапан. При отключении больших токов давление в баке повышается и шариковый клапан, закрывая отверстие, препятствует перетеканию масла из основного бака в дополнительный.

В вертикальной части дополнительного резервуара расположен лабиринтный маслоотделитель, который имеет ряд продольных перегородок и сообщается с воздушной полостью основного бака и окружающей средой отверстиями.

Токоведущая система выключателя состоит из розеточного контакта, расположенного на дне цилиндра, токоведущего подвижного контактного стержня, контактной стойки, установленной на головках проходного изолятора, и гибкой связи, соединенной с контактной колодкой, укрепленной на подвижном контакте. Конец контактного стержня, входящий в розеточный контакт, снабжен съемным наконечником. Контактные стержни изолированы от приводного механизма с помощью фарфоровых тяг, а от бака выключателя через фарфоровые проходные изоляторы и бакелитовые трубки.

Розеточный контакт состоит из шести ламелей, которые легко заменяются после сильного оплавления их электрической дугой. Поверхность наконечника контактного стержня и верхние торцы ламелей розеточного контакта имеют облицовку из дугостойкой металлокерамики, что повышает их стойкость к действию электрической дуги и срок службы.

Гашение электрической дуги в выключателе осуществляется в гасительной камере поперечного дутья. Дугогасительная камера набрана из отдельных пластин из текстолита и фибры, образующих три поперечных канала, которые в верхней части камеры имеют отдельные выходы. Полученные каналы, расположенные друг над другом по высоте камеры, пересекают центральное отверстие, предназначенное для прохода подвижного контакта, и при включенном положении выключателя закрыты токоведущим стержнем. В верхней части камеры над каналами центральное отверстие имеет расширение ("карманы").

Процесс гашения дуги в камере происходит следующим образом. В момент выхода токоведущего стержня из розеточного контакта образуется электрическая дуга. Под действием температуры дуги масло разлагается и образует смесь, состоящую из газов (продуктов разложения масла) и паров масла, вследствие чего давление в камере повысится. Дальнейшее продолжение дугового процесса еще больше повышает давление, так как дутьевые поперечные каналы все еще закрыты токоведущим стержнем.

При дальнейшем движении контактного стержня вверх, открывается последовательно доступ в первый, второй и третий поперечные каналы камеры, куда и устремляется масло из-под камерного пространства. Масло и газы пересекают с большой скоростью электрическую дугу, деионизируют ее в течении нескольких полупериодов.

При отключении небольших токов, когда возникающее давление в предкамерном пространстве недостаточно для создания сильного поперечного дутья в каналах, дуга затягивается внутрь центрального отверстия камеры и, находясь в “карманах” масло разлагается, переходя в газообразное состояние. После выхода подвижного контакта из центрального отверстия камеры находящиеся в “карманах” газы создают дополнительное дутье, чем и обеспечивают успешное гашение дуги в выключателе.

В процессе гашения дуги газы, расширяясь, выталкивают масло в дополнительную камеру, сжимая находящийся там воздух. При переходе тока через нуль давление в гасительной камере понижается, а воздух расширяется и вытесняет масло из резервуара, поддерживая тем самым давление и создавая дополнительное поперечное дутье.

Время гашения электрической дуги в выключателях типа ВМГ-10 и ВМГ-133 не превышает 0,1 сек.

Выключатель ВМП-10 (выключатель масляный подвесной)

Выключатель рассчитан на работу в закрытом помещении и выпускается в двух исполнениях - для обычных распределительных устройств (ВМП-10) и для малогабаритных комплектных распределительных устройств (тип ВМП-10 К).

Выключатель типа ВМП-10 выпускается на номинальный ток 600, 1000, 1500 А.

В лаборатории представлена одна фаза выключателя в разрезе на номинальное напряжение 10 кВ и номинальный ток 600 А. Выключатель в сборе в рабочем положении представлен в ячейке КРУН-10 типа К-У1.

Процесс гашения электрической дуги в выключателе ВМП-10 аналогичен процессу гашения дуги в гасительной камере выключателя ВМГ-10. Большие и средние токи гасятся дутьем в поперечных каналах, а малые токи, если они не будут погашены в каналах, гасятся турбулентным дутьем в масляных “карманах”, расположенных в верхней части дугогасительного устройства.

Выключатель МГ-10-20, МГТ-10-20

При больших отключаемых токах в цепях генераторов тепловых станций используются выключатели типов МГ и МГТ на напряжение до 20 кВ включительно. Эти выключатели выполняются с двумя дугогасительными разрывами на фазу по конструктивной схеме, представленной на рис.3.17, б. Массивные внешние рабочие контакты 4 позволяют использовать выключатель в цепях с большими номинальными токами на фазу (до 10000 А). Амплитудное значение предельного сквозного тока составляет 300 кА при действующем значении в 105 кА. Время отключения выключателя с приводом не более 0,2 сек.

Автогазовые выключатели ВН-16, ВН-17 и ВНП-16, ВНП-17

Автогазовые выключатели применяют исключительно для внутренней установки. Принцип их работы состоит в том, что гашение осуществляется газами, выделяющимися под воздействием высокой температуры дуги из деталей гасительной камеры (фибра, органическое стекло). В системах электроснабжения городов и промышленных предприятий достаточно широко распространены выключатели нагрузки ВН-16, ВНП-16 и ВН-17, ВНП-17 на 6 и 10 кВ соответственно.

Размыкание контактов должно происходить со скоростью нескольких метров в секунду, а потому выключатель имеет две отключающие пружины 8 и буферы 7, расположенные с обеих сторон рамы.

В настоящее время эти выключатели модернизированы в серию ВН-10. Они могут снабжаться предохранителями ПК-6 или ПК-10 для защиты от токов КЗ, автоматическим устройством для отключения при срабатывании предохранителя, приводом ПРА и заземляющими ножами.

Выключатели нагрузки ВН-10 предназначены для работы в шкафах КРУ, камерах КСО и КТП внутренней установки на напряжение до 10 кВ. Самое широкое распространение получили типы выключателей нагрузки ВНР-10-400-10₃УЗ, ВНР_п - 10/400-10₃УЗ, ВНР_п - 10/400-10₃ЗУЗ, ВНР_п - 10/400-10_{3п}ЗУЗ. Структура условного обозначения ВНР_п - 10/400-10_{3п}ЗУЗ - выключатель нагрузки; Р - привод ручной; п - со встроенными предохранителями; 10 - номинальное напряжение, кВ; 400 - номинальный ток, А; 10 - номинальная периодическая составляющая сквозного тока КЗ; з - с заземляющими ножами; п - заземляющие ножи расположены за предохранителем; 3 - устройство для подачи команды на отключение при перегорании предохранителя; УЗ - климатическое искажение.

Вакуумные выключатели ВВТЭ и ВВТП

Вакуумные выключатели отечественного производства выполняются с вакуумными камерами типа КДВ.

Вакуумные выключатели рассчитаны на 2000 операций “Включение-Отключение” (ВО) при номинальном токе и 50 операций отключения тока КЗ в 10 кА. Полное время отключения 0,05 сек. Вакуумный выключатель ВВТЭ-10-10/630 У2 может встраиваться в ячейку КРУ. Выключатель ВВТП в отличие от ВВТЭ имеет пружинный привод.

К достоинствам вакуумных выключателей можно отнести их высокую надежность, высокую коммутационную износостойкость, малые размеры, пожаро- и взрывобезопасность, отсутствие загрязнения окружающей среды, малые эксплуатационные расходы.

К недостаткам в первую очередь относятся коммутационные перенапряжения, возникающие при отключении асинхронных и синхронных двигателей средней мощности, величина которых может превысить уровни испытательного напряжения обмоток статоров двигателей. Это требует установки специальных защитных средств в виде ОПН или цепочек R-C, что широко применялось в силовых схемах с вакуумными выключателями раннего производства. В настоящее время у выключателей эта проблема практически решена за счет изменения материалов силовых контактов в вакуумных камерах и их конфигурации.

Необходимо отметить, что вакуумные выключатели выгодно отличаются от других типов выключателей и находят самое широкое применение в электрических сетях всех уровней напряжения до 110 кВ включительно. В распределительных сетях 6-10 кВ широко внедряются выключатели ВВ/TEL на номинальные рабочие токи до 1600 А, а также выключатели Самарской группы электротехнических компаний ВБУ-10. Налажено производство вакуумных выключателей на напряжение 35 кВ в сетях общего пользования и для электрифицированных железных дорог по системе переменного тока на напряжение 27,5 кВ.

Разработана конструкция вакуумного выключателя с одним разрывом на фазу на напряжение 110 кВ – ВРС-110. Данный выключатель наружной установки рекомендуется для реконструируемых подстанций 110 кВ и для вновь вводимых подстанций с жесткой ошиновкой распределительного устройства.

Трансформаторы тока в сетях с напряжением свыше 1 кВ

Назначение трансформаторов тока состоит в понижении тока первичной цепи до величины, удобной для измерительных приборов, а также для отделения вторичных токовых цепей измерительных приборов и реле от цепи первичного напряжения, что необходимо для безопасности персонала и позволяет унифицировать конструкцию измерительных приборов для номинального тока 5А и 1А.

Каждый трансформатор тока, кроме трансформаторов типа ОЭТ, состоит из сердечника, первичной обмотки, вторичной обмотки и изоляции.

В целях экономии широко практикуют выполнение трансформаторов тока с двумя и большим числом сердечников, несущих вторичные обмотки и одной общей первичной обмоткой, т.е. в одном аппарате может быть совмещено несколько трансформаторов тока, часто выполненных с различными характеристиками и предназначенных для различных целей.

Концы первичной обмотки обозначаются буквами Л1 и Л2, вторичной обмотки - буквами И1 и И2, вторичный ток по присоединенным ко вторичной обмотке приборам или реле протекает от И1 и И2.

Вторичные обмотки трансформаторов тока, так же как и металлические не токоведущие части их конструкций, заземляют.

Заземлением вторичных обмоток устраняется опасность появления высокого напряжения на приборах и реле в случае пробоя изоляции аппарата.

Каждый трансформатор тока снабжается заводской табличкой с основными техническими данными и заводским номером (отдельно для каждого сердечника). На табличках указываются следующие данные: тип трансформатора тока, заводской номер, номинальное напряжение, номинальный коэффициент трансформации в виде отношения первичного тока к номинальному вторичному току, частота (50 Гц), номинальный класс точности, номинальная вторичная нагрузка (Ом), кратность насыщения, кратность термической и динамической устойчивости, испытательное напряжение. Отечественные заводы изготавливают трансформаторы тока на первичные токи от 5 до 12000 А с сердечниками классов точности: 0,2; 0,5; 1; 3, а также с сердечниками особого исполнения для дифференциальной защиты (обозначается буквой Д), для защиты от замыкания на землю (обозначается буквой З) и т.д. Под номинальным классом точности понимают высший класс точности, в котором может работать трансформатор тока при соответствующей ему номинальной вторичной нагрузке. При увеличении вторичной нагрузки сверх номинальной величины трансформатор тока переходит в более низкий класс точности.

Трансформатор тока вносит в измерение две погрешности: токовую и угловую. На величину обеих погрешностей влияет ряд факторов, из которых основными являются: величина вторичной нагрузки, степень загрузки трансформатора тока первичным током по отношению к номинальному первичному току и качество стали сердечника, главным образом магнитная проницаемость - μ , которая должна быть возможно большей. Кривые токовой ΔI и угловой δ погрешностей имеют U - образную форму. Наименьшие погрешности получаются при первичном токе, соответствующем максимуму магнитной проницаемости. Погрешность трансформатора тока зависит также и от нагрузки его вторичных цепей. Наименьшая погрешность имеет место при замкнутой накоротко вторичной обмотке - Z_1 . При включении во вторичную цепь приборов нагрузка увеличивается и погрешность растет.

Погрешности зависят также от конструкции трансформатора, т.е. длины магнитопровода, качества сборки. Сечение провода и конструкция первичной обмотки зависят в основном от величины номинального первичного тока, а выполнение изоляции - от величины номинального напряжения и рода установки (внутренняя или наружная).

Изоляцию трансформаторов тока для внутренней установки на напряжение 3-10 кВ выполняют из фарфора или литой синтетической эпоксидной смолы. В трансформаторах тока для наружной установки на напряжение 35-220 кВ в качестве основной изоляции используют кабельную бумагу, пропитанную маслом.

Фарфоровый маслonaполненный кожух, в котором помещаются сердечники с обмотками, имеет ребристую поверхность.

При напряжении 330 кВ и 500 кВ изготавливаются каскадные трансформаторы тока типа ТФНК. Такие трансформаторы состоят из нескольких, включенных друг на друга, промежуточных каскадов. Этим достигается экономия изоляционных материалов, уменьшение веса и габаритов трансформаторов тока.

Применение каскадов связано с некоторым снижением точности, поэтому увеличение ступеней трансформации сверх двух нецелесообразно.

Трансформатор тока, включенный в рабочую цепь, не допускает размыкания вторичной обмотки. В этом случае вторичный ток $I_2=0$ и намагничивающая сила вторичной обмотки F_2 также равна нулю. Следовательно, намагничивающая сила трансформатора равна намагничивающей силе первичной обмотки.

Это вызывает резкое увеличение магнитного потока в сердечнике, в результате чего происходит, с одной стороны, сильный нагрев сердечника из-за увеличивающейся магнитной индукции, с другой стороны, повышенный магнитный поток наводит во вторичной обмотке большую ЭДС. В отдельных случаях амплитуда этой ЭДС может достигать 1000 В и более. Такое увеличение вторичной ЭДС при размыкании вторичной цепи объясняется трапецеидальной формой кривой изменения магнитного потока в зависимости от времени. Резкое изменение потока влечет наведение больших ЭДС во вторичной обмотке трансформатора тока. Нормальным режимом работы вторичной обмотки трансформатора тока является режим короткого замыкания.

По числу витков первичной обмотки все трансформаторы тока можно разделить на одновитковые и многовитковые, по способу установки на проходные и опорные. Проходные трансформаторы можно одновременно использовать в качестве проходных изоляторов, чем достигается большая компактность закрытых распределительных устройств.

Одновитковые трансформаторы тока

Отличительной особенностью одновитковых трансформаторов тока является использование в качестве первичной обмотки одного обычного прямолинейного проводника.

Различают три основных вида конструктивного выполнения одновитковых трансформаторов:

- 1) стержневой с первичной обмоткой в виде стержня круглого сечения;
- 2) шинный, который заводом-изготовителем поставляется без первичной обмотки; при монтаже через окно проходного изолятора пропускается шина распределительного устройства, которая и является первичной обмоткой;
- 3) встроенный, представляющий собой кольцевой сердечник, который одевается на проходной изолятор масляного выключателя или силового трансформатора, причем первичной обмоткой служит токоведущий стержень изолятора. Одновитковые трансформаторы тока целесообразно применять только при относительно больших номинальных первичных токах, обычно от 400 А и выше, т.к. при малых токах они не обеспечивают необходимой точности измерений.

Стержневые трансформаторы тока

Наибольшее распространение получили стержневые трансформаторы тока типов ТПОЛ и ТПОФ (Т - трансформатор тока, П - проходной, О - одновитковый, Ф - фарфоровая изоляция, Л - литая изоляция из эпоксидной смолы), имеющиеся в лаборатории. Они изготавливаются на первичные токи 600-1500 А.

В трансформаторах тока типа ТПОЛ токоведущий стержень, сердечники и вторичная обмотка залиты компаундом. Габариты трансформаторов с литой изоляцией меньше.

Первичная обмотка трансформатора тока типа ТПОФ выполняется в виде круглого медного стержня, помещенного внутри фарфорового проходного изолятора цилиндрической формы. Концы стержня снабжены устройствами для закрепления его в изоляторе и для присоединения шин распределительного устройства.

Наружная поверхность изолятора под сердечником покрыта тонким слоем проводящей графитовой краски и соединена электрически с заземленным фланцем. Благодаря этому воздушный промежуток между заземленными частями и изолятором не ионизируется (ионизация воздуха вредно влияет на органическую изоляцию вторичной обмотки). На изолятор одеты два кольцевых сердечника, представляющие собой свернутые спиралью ленты трансформаторной стали. Сердечники покрыты картоном, сверх которого наложены вторичные обмотки.

Вторичные обмотки выполнены из медной проволоки, изолированной двойным слоем хлопчатобумажной ткани. Для крепления изоляторов служит фланец.

Сердечники трансформаторов типа ТПОФ и ТПОЛ, предназначенные для работы в разных классах точности, выполняются из одинакового материала и отличаются друг от друга высотой и, следовательно сечением.

Шинные трансформаторы тока

Трансформатор тока типа ТПШФА (Т - трансформатор тока, П - проходной, Ш - шинный, Ф - с фарфоровой изоляцией, А - условное обозначение механического крепления арматуры на фарфоре). Эти трансформаторы предназначены для внутренней установки и изготавливаются на номинальное напряжение 10-20 кВ и номинальные токи 2000-6000 А.

Роль первичной обмотки такого трансформатора тока играет токоведущая шина распределительного устройства, которая пропускается при монтаже через его проходной изолятор. Во избежание нагрева вихревыми токами и перемагничиванием, колпачки и планки изготавливают из немагнитных материалов.

Номинальные первичные токи большой величины позволяют выполнить шинные трансформаторы тока высоких классов точности при сравнительно небольшой высоте сердечников, не принимая специальных мер по уменьшению погрешностей.

Многовитковые трансформаторы тока

В тех случаях, когда номинальный первичный ток трансформатора тока относительно невелик и требуемая точность не может быть получена при одном витке первичной обмотки, переходят к многовитковым трансформаторам тока. Отечественные заводы выпускают многовитковые трансформаторы тока на токи от 5 до 200 А. Конструктивно многовитковые трансформаторы тока сложнее одновитковых. Наличие нескольких

витков в первичной обмотке усложняет выполнение изоляции и затрудняет обеспечение необходимой устойчивости аппарата по отношению к электродинамическим усилиям при коротких замыканиях.

По форме первичной обмотки и её расположению относительно сердечника многовитковые трансформаторы тока подразделяются на катушечные, петлевые, восьмерочные.

Катушечные трансформаторы тока

Катушечные трансформаторы тока имеют обмотки в виде катушек, концентрически расположенных на сердечнике. В лаборатории представлены трансформаторы тока с литой изоляцией типа ТПЛ (Т - трансформатор, Л - с литой изоляцией, П - проходной). Трансформатор предназначен для внутренней установки.

Как правило, его сердечники имеют разные классы точности. На сердечнике большего сечения (с меньшим магнитным сопротивлением) располагается вторичная обмотка более высокого класса точности.

Петлевые трансформаторы тока

Петлевые трансформаторы тока имеют первичную обмотку в виде петли. Трансформаторы тока с фарфоровой изоляцией типа ТПФМ (Т - трансформатор, П - проходной, Ф - с фарфоровой изоляцией, М - модернизированный) предназначены для внутренней установки и изготавливаются на номинальное напряжение 10 кВ и номинальные токи от 5 до 400 А. Первичная обмотка, выполненная из голой ленточной меди, имеет характерную форму петли и помещается в двух проходных фарфоровых изоляторах. Витковая изоляция обмотки выполняется из электротехнического картона и рассчитана на напряжение, равное падению напряжения в витке обмотки при протекании по ней максимального кратковременного допустимого тока.

Благодаря петлевой форме первичной обмотки между пакетами проводников, расположенных в разных изоляторах могут возникать большие электродинамические силы, направленные в сторону отталкивания. Поэтому принимают специальные меры для надежного крепления изоляторов, которые воспринимают усилия, возникающие от взаимодействия пакетов: в средней части изоляторы крепят с помощью двух массивных чугунных фланцев, а по торцам - с помощью чугунных концевых коробок.

Концы первичной обмотки присоединяются к контактным пластинам, к которым при монтаже крепятся шины распределительного устройства. Прямоугольные сердечники, собранные из Г-образных пластин, надевают на один из изоляторов.

На каждый сердечник насаживают катушку вторичной обмотки, концы которой выводят к зажимам, расположенным на фланце. Сердечники со вторичными обмотками закрывают металлическим кожухом. Для компенсации погрешностей сердечник трансформатора тока выполнен с магнитным шунтом.

Восьмерочные трансформаторы тока

В восьмерочных трансформаторах тока первичная обмотка и кольцевой сердечник образуют фигуру, похожую на цифру "8". Восьмерочные трансформаторы тока типа ТФН (Т - трансформатор, Ф - с фарфоровой изоляцией, Н - для наружной установки) предназначены для наружных установок. Они имеют номинальное напряжение 35 кВ и выше, и номинальные токи до 2000 А.

Сердечники с обмотками помещены в фарфоровом изоляторе, заполненном трансформаторным маслом. Изолятор имеет характерную ребристую поверхность и снабжен роговым разрядником, пробивающимся при разряде на изоляторе.

Изолятор установлен на металлическом основании, а сверху имеется расширитель, допускающий колебания уровня масла, вызванные изменением температурного режима.

Первичная обмотка выполняется из многожильного медного провода, покрытого слоем изоляции из пропитанной маслом кабельной бумаги.

Один вывод первичной обмотки электрически соединен с головкой, а второй изолирован от последней проходным фарфоровым изолятором. Выводы вторичных обмоток помещены в герметически закрытой коробке, укрепленной на основании.

Первичная обмотка восьмерочного трансформатора на 110 и 220 кВ выполняется из двух или четырех идентичных ветвей. С помощью особого переключателя эти ветви можно соединить между собой последовательно или параллельно, чем достигается изменение коэффициента трансформации.

Каскадные трансформаторы тока

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 сердечников с обмотками позволяет выполнить изоляцию обмоток каждой ступени не на полное напряжение, а на половину его. Например, в каскадном трансформаторе типа ТРН-750 каждая ступень трансформатора конструктивно самостоятельна. Первичная обмотка первой ступени состоит из двух секций для изменения коэффициента трансформации. Вторичных обмоток четыре: одна класса 0,5 и три для релейной защиты.

Опτικο-электронные измерительные трансформаторы

Каскадные измерительные трансформаторы на 500; 750 и 1150 кВ сложны в изготовлении и дороги, поэтому взамен их разработаны принципиально новые опτικο-электронные трансформаторы ОЭТ. В этих трансформаторах измеряемый сигнал (ток, напряжение) преобразуется в световой поток, изменяющийся по определенному закону, который передается в приемное устройство, расположенное на заземленном элементе. Затем световой поток преобразуется в электрический сигнал, воспринимаемый электрическими приборами. Таким образом, передающее устройство, находящееся под высоким напряжением, и приемное устройство, соединенное с землей, связаны между собой только лучом

света. Световой поток передается внутри полого изолятора по трубе с зеркальными стенками или по диэлектрическим стержневым и волоконным светопроводам.

Конструкция передающего устройства ОЭТ основана на различных принципах. В трансформаторах ОЭТТФ используется эффект Фарадея, заключающийся в том, что пучок поляризованного света, проходя в оптически активной среде (кварц, тяжелое стекло и др.), меняет плоскость поляризации на угол, зависящий от напряженности магнитного поля. По изменению угла поворота плоскости поляризации можно судить о величине тока.

В трансформаторах с частотной модуляцией ОЭТТЧ в зависимости от величины измеряемого тока меняется частота генерируемых импульсов. Импульсы эти попадают в светоизлучающий элемент, а оттуда по светопроводу передаются в приемное устройство на заземленной части трансформатора.

ОЭТ целесообразно применять в установках 750 кВ и выше, а также для измерения больших токов при напряжении 10-20 кВ, импульсных токов и параметров переходных режимов.

Измерительные трансформаторы напряжения

Измерительными трансформаторами напряжения называют трансформаторы, предназначенные для преобразования напряжения до величины, удобной для измерения (100 В или $100/\sqrt{3}\text{ В}$), и выполняемые так, что напряжение у вторичных зажимов трансформаторов с требуемой точностью соответствует первичному напряжению, уменьшенному в K раз, как по величине, так и по фазе.

Современные электрические сети из-за наличия большого количества нелинейных потребителей имеют в составе питающего напряжения большое количество гармонических составляющих, которые часто являются причиной резонансных явлений в цепях трансформатора напряжения. Резонансные явления отрицательно сказываются на трансформаторах напряжения: снижается точность измерения напряжения, а иногда резонанс приводит к разрушению самого трансформатора. Для исключения резонансных явлений в сетях в настоящее время разрабатываются антирезонансные трансформаторы напряжения для сетей на все уровни напряжения.

Разработчики ООО «Русский трансформатор» (г. Самара) постарались объединить все положительные качества известных антирезонансных трансформаторов в единую конструкцию, отвечающую повышенным требованиям надежности и безопасности их эксплуатации.

Трехфазная группа трансформаторов напряжения НАЛИ-СЭЩ-6(10) обеспечивает питание приборов учета электроэнергии, аппаратуры релейных и микропроцессорных защит и автоматики, а также используется для контроля изоляции в сетях 6(10) кВ с изолированной нейтралью. Кроме того эти трансформаторы применяются в комплектных распределительных устройствах КРУ и в камерах КСО.

Для ОРУ 35 кВ разработаны трансформаторы напряжения НАМИ и НАЛИ-35 в одной трехфазной конструкции вместо трех трансформаторов ЗНОМ использовавшихся ранее.

Трехфазная группа НАЛИ обладает рядом преимуществ перед трансформаторами напряжения других видов:

1. Главное преимущество перед ТН это пожаро- и взрывобезопасность.
2. Имеется возможность замены одного или нескольких трансформаторов входящих в трехфазную группу и вышедших из строя.
3. Сохраняется работоспособность ТН НАЛИ при нарушении чередования фаз. При этом сохраняется гарантийный класс точности измерения напряжения.
4. Из опыта эксплуатации НАЛИ-СЭЩ установлено, что заземление нейтрали высоковольтной обмотки через первичную обмотку трансформатора нулевой последовательности (ТНП) является наиболее эффективным методом защиты от феррорезонансных процессов.

Раздел 4 Синхронные генераторы и компенсаторы. Основные эксплуатационные характеристики. Способы включения в сет. Современные системы возбуждения.

4.1 Системы охлаждения синхронных генераторов. Требования к синхронным генераторам. Устройство генераторов. Основные узлы генераторов, требующие особого внимания.

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.

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.

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

Номинальные параметры и условия работы генераторов

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.

Согласно ГОСТ 533—85E 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 не стандартизована.

Номинальный cosφ 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.

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.

Системы охлаждения генераторов

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. 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.

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.

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).

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%. 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 – МПа, чтобы не происходил подсос воздуха в корпус. Таким образом, использование достоинств водородного охлаждения связано с усложнением конструкции и эксплуатации генераторов.

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.

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

В Китае созданы гидрогенераторы мощностью до 400 МВт с испарительной системой охлаждения. Для охлаждения используется хладагент с температурой кипения $47,6\text{ }^{\circ}\text{C}$ при давлении 1 кгс/см^2 .

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

4.2 Включение синхронных генераторов на параллельную работу. Способы включения. Системы возбуждения

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 $I_{п0}/I_{ном} \leq 3,0$, где $I_{п0}$ — периодическая составляющая тока при включении.

При точной синхронизации соблюдаются условия:

- 1) напряжение на выводах генератора должно быть равно напряжению сети $U_{г}=U_{с}$;
- 2) частота включаемого генератора должна быть равна частоте сети $f_{г}=f_{с}$;
- 3) 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, 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.

Преимущества метода самосинхронизации:

- 1) значительное упрощение операции включения;
- 2) быстрое включение генератора в сеть, что очень важно при аварии в системе;
- 3) возможность включения во время снижения напряжения и частоты сети;
- 4) 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 при авариях в энергосистеме. Величина допустимой перегрузки зависит от длительности и типа охлаждения статора.

Допустимая перегрузка по току возбуждения генераторов и синхронных компенсаторов с косвенным охлаждением обмоток определяется допустимой перегрузкой статора.

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.

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.

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:

- 1) обеспечивать надежное питание обмотки ротора в нормальных и аварийных режимах;
- 2) допускать регулирование напряжения возбуждения в достаточных пределах;
- 3) обеспечивать быстродействующее регулирование возбуждения с высокими кратностями форсирования в аварийных режимах;
- 4) 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 $U_{\text{пот}}/U_{\text{ном}} = k_{\text{ф}}$ — так называемая кратность форсировки.

Согласно ГОСТ турбогенераторы должны иметь $k_{\text{ф}} \geq 2$, а скорость нарастания возбуждения — не менее 2 с^{-1} . Кратность форсировки 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 МВА включительно и не менее $1,5 \text{ с}^{-1}$ для гидрогенераторов больших мощностей.

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

Обмотка ротора и системы возбуждения генераторов с косвенным охлаждением должны выдерживать ток 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.

Широкое распространение получила система возбуждения с машинным возбудителем 50 Гц и статическими выпрямителями возбуждения.

Система управления тиристорами *AVD2* и *AVD1* питается от трансформатора *TA1* и связана с *APB* (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 *FV* и 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 *КК*, вращающимися на валу ротора.

Последний недостаток привел к разработке бесщеточной системы возбуждения.

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

Бесщеточная система применяется для синхронных компенсаторов мощностью 50 МВА и более и турбогенераторов мощностью 800 МВт и более.

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:

- 1) замыкание обмотки ротора на гасительное сопротивление;
- 2) включение в цепь обмотки ротора дугогасительной решетки автомата;

3) противовключение возбуждителя.

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. АГП включается в цепь обмотки ротора.

Автоматическое регулирование возбуждения (АРВ). Форсировка возбуждения

Простейшим устройством регулирования напряжения является схема форсировки возбуждения, которая широко применялась в свое время на генераторах, имеющих электромагнитное возбуждение. Элементы этого устройства (см. рис. 4.9, а): реле минимального напряжения KV , контактор KM и регулировочный реостат в цепи обмотки возбуждения возбуждителя 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 возбуждителя 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 защитой 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. 4.9, б видно, что АРВ воздействует на вентильную 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. 4.10) устройство АРВ контролирует не только напряжение, но и ток генератора, а также посылает импульсы для управления тиристорами рабочей и форсировочной группы.

4.3 Синхронные компенсаторы. Статические компенсаторы. Режимы работы компенсаторов

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. Потому 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. 4.14). Под действием разности напряжений $\Delta U = E_{к1} - U_K$ в статоре СК возникает ток $I_{к1}$, отстающий от вектора ΔU на 90° . Компенсатор в этом режиме отдает реактивную мощность в сеть. В недо возбужденном 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.

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.

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

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

Схема АГП синхронных компенсаторов такая же, как у генераторов.

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.

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

Статические компенсаторы

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 соволковыми 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.

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 конденсаторов, в которых осуществляется плавное регулирование тока. Достоинствами этой установки являются отсутствие вращающихся частей, быстрое действие и плавность регулирования.

Совершенствование тиристорных конденсаторов и уменьшение их стоимости приведет к тому, что ИРМ будет целесообразнее, чем синхронные компенсаторы. Асинхронизированные турбогенераторы ТАП-110, АСТГ-200, ГЗВА-320 могут применяться в качестве управляемого ИРМ при соответствующем регулировании тока возбуждения.

Раздел 5 Силовые трансформаторы и автотрансформаторы. Системы охлаждения. Допустимые систематические нагрузки и аварийные перегрузки. Особенности режимов работы автотрансформаторов.

5.1 Современные силовые трансформаторы и автотрансформаторы. Системы охлаждения.

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 МВА, 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 МВА, напряжением 1150 кВ – 3х667 МВ А.

По количеству обмоток различного напряжения на каждую фазу трансформаторы разделяются на двухобмоточные и трехобмоточные. 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. 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. 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 естественную 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.

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: $u_{k\text{ВН-НН}}$, $u_{k\text{ВН-СН}}$, $u_{k\text{СН-НН}}$.

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 кВА с высшим напряжением 10 кВ имеет $u_k=5,5\%$, с высшим напряжением 35 кВ — $u_k=6,5\%$; трансформатор мощностью 80000 кВА 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 МВА 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 $u_{k\text{ВН-НН}}$ а меньшее значение — $u_{k\text{ВН-СН}}$. В этом случае потери напряжения по отношению к выводам СН уменьшатся, а ток КЗ в сети НН будет ограничен благодаря повышенному значению $u_{k\text{ВН-НН}}$.

Если обмотка СН расположена у стержня магнитопровода, обмотка ВН — снаружи, а обмотка НН — между ними, то наибольшее значение имеет $u_{k\text{ВН-СН}}$, а меньшее — $u_{k\text{ВН-НН}}$. Значение $u_{k\text{СН-НН}}$ 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 определяют экономичность работы трансформатора. Потери холостого хода состоят из потерь в 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 P_k 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 250 000 кВА при $U=110$ кВ ($P_x=200$ кВт, $P_k=790$ кВт), работающем круглый год ($T_{\text{max}}=6300$ 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 .

Схемы и группы соединений обмоток трансформаторов

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. 5.1 имеют схемы и группы соединения обмоток: Y-Δ — II; 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.

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].

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 косо́й 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 жаростойкостью 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 стеклобандажами, ярма стягиваются стальными полубандажами или бандажами.

Магнитопровод и его конструктивные детали составляют остов трансформатора. На осто́ве устанавливают обмотки и крепят проводники, соединяющие обмотки с вводами, составляя активную часть. Обмотки трансформаторов могут быть концентрическими и чередующимися.

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 кВА.

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 этого, 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.

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.

Системы охлаждения силовых трансформаторов

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 кВА при напряжении до 15 кВ.

Естественное масляное охлаждение (М) выполняется для трансформаторов мощностью до 16 000 кВА включительно (рис. 5.5, 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.

Масляное охлаждение с дутьем и принудительной циркуляцией масла через воздушные охладители (ДЦ) применяется для трансформаторов мощностью 63 000 кВА и более.

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 маслоохладитель не должна превышать 70 °С.

Масляно-водяное охлаждение с направленным потоком масла (НЦ) применяется для трансформаторов мощностью 630 МВА 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.

5.2 Параллельная работа трансформаторов и автотрансформаторов. Допустимые перегрузки. Особенности конструкции автотрансформаторов. Регулирование напряжения на трансформаторах

Параллельной работой двух или нескольких трансформаторов, называется работа при параллельном соединении не менее чем двух основных обмоток одного из них с таким же числом основных обмоток другого трансформатора (других трансформаторов).

В целях правильного распределения нагрузки между параллельно работающими трансформаторами пропорционально их номинальным мощностям параллельная работа двухобмоточных трансформаторов рекомендуется для случаев:

- равенства номинальных первичных и вторичных напряжений (допускается разность коэффициентов трансформации не более $\pm 0,5\%$);
- тождественности групп соединения обмоток;
- равенства напряжений КЗ (допускается отклонение не более чем на $\pm 10\%$ средней величины).

При несоблюдении первого и второго условий в обмотках трансформаторов возникают уравнивающие токи, которые в отдельных случаях, особенно при несовпадении групп, могут достигнуть и даже превысить значения тока КЗ. Несоблюдение третьего условия приводит к тому, что общая нагрузка распределяется между трансформаторами непропорционально их номинальным мощностям. Рекомендуется, чтобы отношение номинальных мощностей параллельно работающих трансформаторов не превышало 3:1.

На трансформаторных подстанциях обычно устанавливается несколько параллельно работающих трансформаторов. Это обусловлено следующими причинами:

- условиями обеспечения надежности электроснабжения путем резервирования;
- необходимостью расширения подстанции;
- уменьшением потерь при малых нагрузках путем отключения части параллельно работающих трансформаторов.

Параллельное включение трехфазных трансформаторов осуществляется по схеме, приведенной на рис. 5.6. При параллельной работе трансформаторов возникает проблема обеспечения равномерного распределения нагрузки между ними. Равномерность распределения нагрузки обеспечивается в том случае, если трансформаторы имеют:

- одинаковые группы соединения обмоток;
- равные коэффициенты трансформации;
- равные напряжения короткого замыкания.

Если первые два условия соблюдены, то вторичные ЭДС параллельно включенных трансформаторов будут равны по величине и по фазе и поэтому будут уравнивать друг друга. В противном случае уже на холостом ходу возникает уравнивающий ток I_y . Этот ток, складываясь с током нагрузки, вызывает неравномерное распределение нагрузки, а также дополнительные потери и нагрев трансформаторов. При большой разнице ЭДС ток I_y может быть опасным для трансформаторов. Соблюдение третьего условия обеспечивает равномерное распределение токов между трансформаторами при нагрузке.

Анализ особенностей параллельной работы двух трансформаторов можно выполнить с помощью упрощенной схемы замещения.

Трансформаторы в этой схеме представлены внутренними сопротивлениями Z_k^I и Z_k^{II} . В цепь второго трансформатора включен источник ЭДС ΔE учитывающий несоблюдение первых двух условий параллельной работы трансформаторов, $\Delta E = E_k^{II} - E_k^I$.

Нагрузочная способность силовых трансформаторов и автотрансформаторов

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. 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.

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

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

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 $0,9S_{\text{ном}}$ 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.

Особенности конструкции и режим 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. 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.

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 $S = S_{\text{ном}}$, а трансформаторная мощность – типовой мощностью $S_T = S_{\text{тип}}$.

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

Таким образом, 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 $S_{\text{тип}}$ 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 $S_{\text{НН}}$ не может быть больше $S_{\text{тип}}$, 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, ТА2 и ТАО.

Трансформаторы $TA1$ и $TA2$ устанавливаются на выводах B и C автотрансформатора, а TAO 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 больших 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.

Регулирование напряжения трансформаторов

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

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 чего трансформаторы небольшой мощности, кроме основного вывода, имеют два ответвления от обмотки высшего напряжения: $+5\%$ и -5% .

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 .

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 $\pm 10\%$ 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.

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 избирателе – 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. 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.

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 МВА на напряжение 6–10 кВ, типов ЛТМН, ЛТДН мощностью 16–100 МВА на напряжение до 35 кВ.

Раздел 6 Электрические схемы станций и подстанций. Переключения в распределительных устройствах.

6.1 Ревизия ячейки КРУН.

Трехполюсный масляный малообъемный выключатель типа ВМПП-10 со встроенным пружинным приводом предназначен для внутренней установки, а также для установки в комплектных распределительных устройствах (КРУ и КРУН) напряжением до 10 кВ переменного тока, частотой 50 Гц.

По назначению выключатели выпускаются в 2-х исполнениях:

- ВМПП-10 - общепромышленного применения (имеется в лаборатории);
- ВМПП-10 - в экскаваторном исполнении.

Выключатель предназначается для работы в условиях умеренного климата при номинальном значении климатических факторов: температура окружающего воздуха от +40⁰С до - 25⁰С (допускается - 40⁰С при применении подогрева), наибольшей влажности при температуре 20⁰С - 80%, высоте над уровнем моря 1000 м.

Встроенный пружинный привод предназначен для автоматического или ручного, а также дистанционного управления и позволяет совершать двукратное АПВ без подзаводки спиральных рабочих пружин привода. Операции включения и отключения выключателя совершаются за счет энергии, предварительно запасаемой спиральными рабочими пружинами, находящимися внутри барабана. Спиральные пружины привода заводятся от электродвигателя небольшой мощности, но могут в аварийных ситуациях заводиться вручную. Привод допускает установку отключающего и включающего электромагнитов для осуществления автоматического и дистанционного управления, а также отключающих устройств защиты, выполненных на базе реле прямого действия. Отключающие устройства защит имеют указатели срабатывания. В приводе имеются кнопки для непосредственного управления выключателем. При управлении выключателем во всех случаях начавшаяся операция включения или отключения завершается независимо от того, продолжается команда или она снята.

При электродвигательном заводе после совершения одной и более операций происходит автоматическая подзаводка пружин через редуктор и обгонную муфту.

Привод имеет механические и электромеханические блокировки, препятствующие:

- одновременному включению и отключению выключателя;
- включению выключателя при заведенных пружинах на одну операцию;
- заводке спиральных пружин более, чем на пять операций.

Кроме того, привод имеет механическую блокировку, которая обеспечивает:

- фиксацию выключателя в шкафу КРУ с помощью выступающего штыря;
- невозможность выкатывания выключателя во включенном положении;
- невозможность включения выключателя при его вкатывании и выкатывании.

Варианты исполнения выключения ВМП-10

Варианты исполнения выключателя отличаются количеством и типом встроенных в привод выключателя отключающих устройств защиты, общее количество этих устройств не может быть более четырех.

Отключающий ЭО и включающий ЭВ электромагниты имеются во всех вариантах исполнения выключателя. Схемы защиты 11245.

Каждый вариант исполнения обозначается своим шифром, состоящим из пяти цифр. Каждая цифра соответствует определенному току встроенного отключающего устройства защиты:

- цифра 1 - реле максимального тока мгновенного действия РТМ;
- цифра 2 - реле максимального тока с выдержкой времени РТВ;
- цифра 4 - отключающий электромагнит с питанием от независимого источника;
- цифра 5 - отключающий электромагнит, действующий от вторичного тока трансформатора тока;
- цифра 6 - реле минимального напряжения с выдержкой времени РВН.

Отключающие элементы крепятся на верхней полке рамы снизу и воздействуют на релейный вал.

Отключающий и включающий электромагниты надежно работают при напряжении на зажимах 65-120% от номинального для ЭО и 80-100% от номинального для включающего электромагнита ЭВ. Их действие мгновенное.

Рассмотрим работу выключателя. Отключение выключателя происходит при воздействии на релейный вал одного из отключающих устройств защиты, отключающего электромагнита ЭО или кнопки ручного отключения (ЭО установлен рядом с кнопкой "откл" чуть выше).

Включение выключателя происходит при подаче импульса на включающий электромагнит ЭВ или при нажатии кнопки ручного включения (ЭВ установлен выше кнопки "вкл").

Ручная заводка пружин привода осуществляется движением рукоятки, которая жестко связана с наружной обоймой обгонной муфты.

Автоматическая "подзаводка" спиральных пружин осуществляется электродвигателем через ступенчатый редуктор, начиная с момента отключения выключателя. Цепь питания электродвигателя в конце процесса заводки пружин прерывается блок-контактами.

Рассмотрим особенности эксплуатации выключателей ВМП-10. Перед началом эксплуатации необходимо осмотреть выключатель снаружи, проверить состояние его внутренних частей, убедиться в надежности крепления полюсов и других узлов выключателя. Полюсы надо залить сухим чистым маслом до середины уровня маслоуказателя. Проверить сопротивление токопровода полюсов выключателя между выводами. Величина сопротивления не должна превышать 100 мкОм.

Осмотреть механизм блокировки, блок-контакты, проводку цепей вторичной коммутации.

При вводе в эксплуатацию выключатель должен быть испытан повышенным напряжением 42 кВ частотой 50 Гц в течении 5 минут только в рабочем состоянии при залитом в полюса масле.

Краткие указания по некоторым регулировкам выключателя

1. Проверка выключателя на одновременность замыкания контактов. Момент касания подвижных контактных стержней с ламелями розеточных контактов определяется с помощью приспособления, и состоящего из 3-х ламп накаливания на 36В.

2. При регулировке хода подвижного контактного стержня в розеточном контакте вращением рычага регулируется ход подвижных контактных стержней в розеточных контактах равный 36 ± 2 мм.

3. Измерение собственного времени отключения выключателя производится с помощью устройства. Питание устройства осуществляется от сети напряжением 220 В. При измерении электромагнит отключения УАТ отсоединяется от схемы привода, соединяется последовательно с нормально разомкнутыми блок-контактами выключателя и вся цепочка включается на клеммы приспособления. На клеммы подключаются силовые контакты одной из фаз включенного выключателя.

Включением переключателя SA устройства одновременно подается напряжение к цепи отключения выключателя (на УАТ) и на запуск электросекундомера РТ, который останавливается, фиксируя время срабатывания, после размыкания силовых контактов выключателя.

Прогрузка трансформаторов тока ячейки

Осуществляется по схеме рис. 6.3. В качестве трансформаторного устройства T_T используется встроенный трансформатор с вторичной обмоткой из нескольких витков одножильного толстого кабеля. От клемм ЛАТРа "нагрузка" на измерительную обмотку T_T подается регулируемое напряжение. От T_T ток подается на зажимы трансформаторов тока фаз А и С ячейки. Ячейка предварительно включается. Регулируя напряжение на выходе ЛАТР, увеличиваем ток через обмотку трансформаторов тока ячейки от минимального значения до тока отключения масляного выключателя. Контроль тока в цепи прогрузки осуществляем токоизмерительными клещами.

6.2 Схемы электрических соединений с защитой каждой цепи одним выключателем

Сборные шины распределительных устройств (РУ) со всеми присоединениями к ним составляют схему электрических соединений электростанций и подстанций. К сборным шинам при помощи различных типов и конструкций выключателей, разъединителей и плавких предохранителей присоединяется электрооборудование станций и подстанций.

Электрооборудование на станциях и подстанциях может находиться в состоянии:

- а) "в работе", когда все коммутационные аппараты находятся во включенном положении;
- б) "в горячем резерве" оборудование считается в случае отключения его только выключателем;
- в) "в холодном резерве" оборудование считается в случае, когда оно отключено не только выключателем, но и разъединителями;
- г) "в ремонте", когда оборудование отключено выключателями, разъединителями, заземлено и около него расставлены ограждения и вывешены плакаты по технике безопасности.

Все простые переключения в схемах установок напряжением выше 1 кВ, а также сложные переключения в РУ, оборудованных полностью блокировочными устройствами от неправильных операций с разъединителями, производятся без бланков переключений. Когда РУ не оборудованы или оборудованы не полностью блокировочными устройствами от неправильных операций с разъединителями сложные переключения производятся по бланкам переключений. В бланк переключения записываются операции с выключателями и разъединителями, операции с защитой и автоматикой, а также операции по снятию и установке заземлений в порядке точной последовательности их выполнения.

В электрических установках применяются следующие схемы соединений с защитой каждой цепи одним выключателем:

- а) схема с одной системой сборных шин;
- б) схема с двумя системами сборных шин;
- в) схема с одной рабочей и обходной системами сборных шин;
- г) схема с двумя рабочими и обходной системами сборных шин.

Эти схемы нашли широкое применение на электрических станциях и подстанциях для электроснабжения потребителей всех категорий.

Число секций в РУ определяется числом источников питания или количеством трансформаторов на подстанции. Расщепленные обмотки силовых трансформаторов выводятся каждая на отдельную секцию. Секционный выключатель служит для мгновенного автоматического разъединения секций при коротком замыкании на одной из них и для включения генераторов и трансформаторов на параллельную работу.

6.3 схемы электрических соединений с защитой каждой цепи несколькими выключателями

Краткая характеристика схем

К схемам электрических соединений с защитой каждой цепи несколькими выключателями относятся:

- а) схема с двумя рабочими системами сборных шин и с двумя выключателями на присоединение
- б) схема с двумя системами сборных шин и с тремя выключателями на два присоединения
- в) схемы многоугольников

Нормально все выключатели в этих схемах включены. При ремонте любого из выключателей цепь питается через второй ее выключатель. Разъединители в этих схемах служат только для ремонтных целей как аппараты безопасности. В случае КЗ на одной из систем сборных шин (для пп. а и б) ее релейная защита отключает все выключатели, присоединенные к данной системе шин, и все цепи остаются в работе. При КЗ на сборных шинах в схемах многоугольников место повреждения отключается двумя ближайшими выключателями, при этом теряет питание одна из цепей схемы.

В схемах с двумя выключателями на присоединение обе системы шин одновременно находятся в работе. Присоединение подключается одновременно к двум системам шин через развилку из выключателей; что позволяет производить поочередный их ремонт и опробование без отключения цепи (для этого необходимо отключить только ремонтируемый выключатель и его разъединители). Схема электрических соединений с двумя выключателями на цепь обеспечивает высокую надежность электроснабжения, однако для нее необходимо большое количество дорогостоящих выключателей, что значительно удорожает сооружение распределительных устройств станций или подстанций.

Более экономичными являются схемы с тремя выключателями на два присоединения ("полуторная схема") или с четырьмя выключателями на три присоединения. "Полуторная схема" нашла самое широкое распространение в РУ-330-750 кВ отечественных станций и подстанций. Например, ОРУ 500 кВ Братской ГЭС выполнено по "полуторной схеме".

Схемы соединения многоугольником требуют лишних затрат на сооружения распределительного устройства, т.к. при одинаковом числе цепей число выключателей в схеме меньше, чем в схемах рис. 6.8 и рис. 6.9. Однако схемы соединения многоугольником не нашли широкого распространения в отечественных электроустановках в РУ 330-750 кВ из-за того, что схема не отвечает требованию дальнейшего расширения РУ без снижения надежности.

В отечественной практике эксплуатируются несколько РУ, выполненных по схеме треугольника, и РУ 1150 кВ подстанций Итатская и Н.Кузнецкая выполнены по схеме двух связанных квадратов. Показатели надежности РУ 1150 кВ этих двух подстанций равны показателям надежности "полуторной схемы", но число дорогостоящих выключателей в них меньше, чем в схемах РУ, выполненных по "полуторной схеме". Требование расширения ОРУ 1150 кВ не рассматривается, т.к. подстанции выполняют задачи межсистемных связей Сибири с Центром страны.

6.4. Упрощенные на стороне высокого напряжения схемы электрических соединений подстанций

Краткая характеристика схем

В связи со значительным улучшением качества выпускаемого электрооборудования и повышением надежности его работы появилась возможность в распределительных устройствах подстанций 35-220 кВ применить упрощенные схемы, в которых обычно отсутствуют сборные шины, вместо выключателей используются блоки "отделитель-короткозамыкатель" или сокращается количество выключателей. Это существенно сокращает расходы на сооружение распределительных устройств и значительно упрощает эксплуатацию электрооборудования.

Одной из упрощенных схем является схема блока трансформатор-линия, а, где все элементы электроустановки соединяются последовательно без поперечных связей с другими блоками. В этой схеме трансформатор Т1 соединен с линией W выключателем Q2. При коротком замыкании на линии отключается выключатель Q1 на головной подстанции и Q2 со стороны высокого напряжения Т1. При повреждении трансформатора Т1 отключаются Q2 и Q3.

В схеме блока трансформатор-линия со стороны высокого напряжения вместо выключателя Q2 устанавливается блок отделитель QR и короткозамыкатель QN. В нормальном режиме для отключения трансформатора Т1 необходимо снять нагрузку со стороны 6-10 кВ выключателем Q2, а затем отключить ток намагничивания трансформатора Т1 отделителем QR. ПУЭ регламентирует мощность трансформатора и параметры отделителя, который будет отключать ток намагничивания трансформатора Т1.

При повреждении внутри трансформатора Т1 (сработала дифференциальная или газовая защита) отключается от минимальной защиты выключатель Q2 и включается короткозамыкатель QN, создающий искусственное короткое замыкание линии W. Ток КЗ в цепи короткозамыкателя приведет к срабатыванию реле блокировки отделителя КСТ. КСТ будет находиться в притянутом состоянии до тех пор, пока не сработает выключатель на головной подстанции Q1 и не отключит линию W. После отключения линии W реле блокировки отделителя обесточится и, отключившись, выдаст команду на отключение отделителя QR, который отключится в бестоковую паузу. Автоматическое повторное включение выключателя Q1 восстановит напряжение на линии.

В настоящее время на некоторых подстанциях с блоком QR-QN одновременно с подачей сигнала на включение короткозамыкателя газовая и дифзащита трансформатора подают импульс на отключение Q1 на головную подстанцию по специальному кабелю или по

высокочастотному каналу связи по одной из фаз линии W. В этом случае релейная защита подстанции и системы в целом работают более надежно.

На двухтрансформаторных подстанциях 35-220 кВ применяются мостиковые схемы с блоками отделитель-короткозамыкатель с автоматической перемычкой на отделителе двухстороннего действия и с перемычкой из двух разъединителей. В нормальном состоянии схемы имеют разомкнутую перемычку

Работа мостиковых схем на отделителях и короткозамыкателях в принципе мало чем отличается от работы одиночного блока, но требует специального контроля и имеет сложную блокировочную зависимость между отделителями QR1, QR2, QR3 и выключателями Q3 и Q4 на подстанциях. В мостиковых схемах на выключателях на четыре присоединения устанавливаются три выключателя Q1, Q2, Q3. Нормально выключатель Q3 на перемычке между двумя линиями W1 и W2 включен. При повреждении на линии (например, W1) отключается выключатель Q1 и трансформаторы T1 и T2 остаются в работе, получая питание по линии W2.

6.5. Выполнение оперативных переключений в электроустановках высокого напряжения

Оперативное состояние электрического оборудования определяется положением коммутационных аппаратов, предназначенных для включения и отключения этого оборудования. Оборудование может находиться в одном из следующих основных оперативных состояний:

- в работе;
- в ремонте;
- в резерве (без напряжения и под напряжением);
- в автоматическом резерве (без напряжения и под напряжением).

Оборудование считается находящимся в работе, если коммутационные аппараты и его цели включены и образована замкнутая электрическая цепь между источником (генератором или сборными шинами) и приемником электрической энергии.

Оборудование считается находящимся в резерве, если оно отключено коммутационными аппаратами и находится без напряжения или включено под напряжение и возможно его немедленное включение в работу с помощью отключенных аппаратов (выключателей с дистанционным управлением).

Оборудование считается находящимся в автоматическом резерве, если оно отключено только выключателями или отделителями, имеющими автоматический привод на включение, находится без напряжения или включено под напряжение и может быть введено в работу от действия устройства АВВ.

Изменение оперативного состояния оборудования, а также отдельных его элементов в нормальном режиме работы может быть произведено только по распоряжению лиц, в оперативном управлении которых находится это оборудование (за исключением случаев явной опасности для людей и оборудования). Распоряжение должно быть кратким и ясным по форме. Вышестоящее лицо, отдающее распоряжение (диспетчер), и нижестоящее лицо, принимающее распоряжение (дежурный), и лицо, контролирующее действия дежурного на подстанции при переключениях, должны четко представлять порядок производства всех намеченных операций и допустимость их выполнения по состоянию схемы и режиму работы оборудования.

Лицо, получившее распоряжение о производстве переключений, после записи задания в оперативном журнале составляет бланк переключений.

В бланк переключений в технологической последовательности записываются все операции с коммутационными аппаратами и цепями оперативного тока, операции с устройствами релейной защиты и автоматики (а также с цепями питания этих устройств), операции по проверке отсутствия напряжения на оборудовании, по наложению и снятию заземлений, операции по замеру сопротивления изоляции оборудования мегаомметром, операции с устройствами телемеханики и т.п.

Каждая операция (или действие), вносимая в бланк, должна иметь порядковый номер.

Правильность записанных в бланк операций проверяется по оперативной схеме, которая должна точно отражать оперативное состояние оборудования распределительного устройства перед началом производства переключения.

Бланк подписывается двумя лицами: производящим операцию и контролирующим лицом.

При выполнении переключений двумя лицами контролирующим назначается старший по должности, который, помимо функций оперативного контроля, обязан осуществлять руководство переключениями в целом.

Во время переключений запрещаются разговоры, не имеющие отношения к выполняемой работе; недопустимы перерывы в производстве переключений, не вызванные необходимостью.

При всех переключениях в распределительных устройствах оперативный персонал обязан своевременно производить необходимые операции с устройствами релейной защиты и автоматики.

Согласно ПТЭ оборудование может находиться в работе или под напряжением только с включенной релейной защитой. Не разрешается производить какие бы то ни было операции с шинными разъединителями при отключенной защите шин.

При выводе в ремонт силовых трансформаторов необходимо следить за сохранением режима заземления, который задается исходя из необходимости ограничения токов однофазного короткого замыкания, повышения чувствительности защит нулевой последовательности и поддержание динамической устойчивости энергосистемы.

Отключение и включение в работу присоединения, имеющего в своей цепи выключатель, должно производиться этим выключателем и, как правило, дистанционно. Перед производством операции с разъединителями на ключе управления должен быть вывешен плакат "Не включать, работают люди".

Включение разъединителей следует производить быстро и решительно, но без удара в конце хода. Начатая операция включения должна быть продолжена до конца. Запрещается обратный ход ножей разъединителя при появлении дуги.

Отключение разъединителей следует производить медленно и осторожно: вначале необходимо сделать небольшое движение привода. В момент расхождения контактов, если между ними возникает дуга, разъединители необходимо немедленно включить и до выяснения причины возникновения дуги операции с ними не производить.

Разъединителями разрешается производить:

- включение и отключение зарядного тока шин и оборудования всех напряжений (кроме конденсаторных батарей);
- шунтирование и расшунтирование включенных выключателей;
- включение и отключение трансформаторов напряжения, нейтралей силовых трансформаторов и дугогасящих катушек при отсутствии в сети замыкания на землю.

В ряде случаев необходимо фиксировать определенное положение выключателя, прежде чем персонал приступит к производству операций с разъединителями: например, перед переводом присоединений с одной системы шин на другую персонал должен быть уверен в том, что шиносоединительный выключатель включен. Достигается это путем снятия оперативного тока, снятием предохранителей или отключением автоматов до проверки его действительного положения. После завершения операций с разъединителями проверка положения ножей разъединителей всех типов и конструкций является обязательной.

Перед подачей напряжения на резервную систему шин необходимо наружным осмотром проверить готовность ее к принятию нагрузки и убедиться в отсутствии на ней напряжения.

В случае перевода питания с одной системы сборных шин на другую переводится питание релейной защиты, автоматики и измерительных приборов.

Проведение операций с шиносоединительными выключателями требует перед началом переключений обязательной проверки уставок на их защитах.

Отключенное положение любого выключателя после его отключения необходимо проверять на месте, если предстоит работать с разъединителями присоединения.

Действительное положение выключателя на месте определяется:

- по механическому указателю;
- по положению монометра у воздушных выключателей с газонаполненными отделителями.

Для предупреждения неправильных действий персонала распределительные устройства электростанций и подстанций должны быть оборудованы блокировками. Если блокировки выполнены не в полном объеме, все переключения в распределительном устройстве производятся только по бланкам переключений, как и перевод двух присоединений и более с одной системы шин на другую.

Основные операции с коммутационными аппаратами, установленными на одном присоединении, должны производиться в последовательности, при которой учитывается назначение этих аппаратов и обеспечивается безопасность лиц, выполняющих переключение.

Операция при отключении или включении воздушной или кабельной линии производится в следующей последовательности:

- включение линии:
 - включить шинные разъединители;
 - включить линейные разъединители;
 - включить выключатель линии;
- отключение линии:
 - отключить выключатель линии;
 - отключить линейные разъединители;
 - отключить шинные разъединители.

Для включения двухобмоточного трансформатора необходимо выполнить следующие операции:

- включить шинные разъединители со стороны высшего напряжения;
- включить шинные разъединители со стороны низшего напряжения;
- включить выключатели на стороне высшего и низшего напряжения.

6.6 Производство работ по наряду

В объем оперативного обслуживания, помимо оперативных переключений, входят также подготовка рабочих мест, допуск к работе, принятие рабочего места после работы.

Для подготовки рабочего места должны быть выполнены следующие технические мероприятия:

- произведены необходимые отключения и приняты меры, препятствующие подаче напряжения к месту работы вследствие ошибочного или самопроизвольного включения коммутационной аппаратуры;
- вывешаны плакаты "Не включать - работают люди" на ключах управления и на приводах;
- проверено отсутствие напряжения на токоведущих частях с помощью указателя напряжения или тщательным визуальным осмотром;

- наложены (непосредственно после проверки отсутствия напряжения) заземления, т.е. включены заземляющие ножи или переносные заземления, которые присоединяются к "земле" перед проверкой отсутствия напряжения;

- ограждено рабочее место и вывешены плакаты: "Стоять - высокое напряжение", "Не влезай - убьют", "Работать здесь" . . .

Все операции производятся двумя лицами (лицом оперативного персонала) и контролирующим лицом (начальник подстанции, мастер подстанции или представители ремонтных бригад, имеющие на это право).

Для допуска ремонтных бригад к месту работы необходимо выполнить организационные мероприятия, в которые входят:

- оформление работ нарядом;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерывов в работе, перевод с одного места на другое, окончание работ.

Наряд есть письменное распоряжение на производство работ в электроустановках, определяющее место, время начала и окончания работ, условия производства работ, состав бригады и лиц, ответственных за безопасность работ.

Наряд заполняется чернилами, чернильной пастой, на пишущей машинке при соблюдении четкости и ясности записи. Никакие исправления и перечеркивания не допускаются. Во всех графах наряда, заполнения которых не требуется, должны быть сделаны прочерки. Выдавать наряд разрешается на срок не более 15 календарных суток со дня начала работы. Продлить наряд может лицо, его выдавшее, или заменяющее его по должности, а также вышестоящее лицо административно-технического персонала. Продлить наряд можно один раз на 15 суток со дня продления. Хранится наряд в течение 3 суток после окончания работы. Если в процессе работ по наряду получена членами бригады травма, то наряд хранится до окончания срока расследования несчастного случая.

Лицами, ответственными за безопасность работ, являются:

- выдающий наряд, отдающий распоряжение;
- руководитель работ, выполняемых по наряду;
- дежурный, дающий разрешение на подготовку рабочего места и допуск к работе;
- дежурный или лицо из числа оперативно-ремонтного персонала, подготавливающее рабочее место;
- допускающий к работе;
- производитель работ;
- члены бригады.

Лицо, выдающее наряд, отвечает за возможность безопасного выполнения необходимой работы, численный состав бригады, за достаточность квалификации назначенного им производителя работы, наблюдающего, членов бригады.

Право выдачи наряда предоставляется лицам административно-технического персонала (главный инженер предприятия, начальники отделов, районов, цехов, подстанций, инженеры, мастера). Указанные лица должны иметь квалификационную группу V и быть уполномочены на выдачу нарядов приказом по предприятию. При производстве неотложных работ в случае отсутствия лиц, имеющих право выдачи нарядов по приказу, допускается выдача нарядов лицам с группой IV из состава дежурного персонала данной электроустановки.

При необходимости выполнения сложных работ в распредустройстве или при выполнении работы несколькими бригадами, выдающий наряд назначает руководителя работ из числа административно-управленческого персонала, имеющего V группу. При этом в наряде заполняется строка "отдельные указания". Руководитель не назначается при производстве работ в установках до 1 кВ, выполняемых по распоряжению. Он отвечает за достаточность принятых мер безопасности и правильность подготовки рабочих мест.

Допускающий отвечает за правильность выполняемых мер безопасности, их достаточность и соответствие характеру работ, за правильность допуска к работе и приемку рабочего места после окончания работ. Допускающими, помимо оперативного персонала, могут быть лица ремонтного персонала (инженеры, техники, мастера и эл. монтеры), уполномоченные на это и имеющие квалификационную группу не ниже IV.

Производитель работ отвечает за правильность подготовки рабочего места, применяемых методов работы, исправное состояние инструмента и защитных средств, за соблюдение правил техники безопасности им самим и членами его бригады.

Список лиц, имеющих право быть производителями работ, устанавливается распоряжением по предприятию. Он должен иметь IV группу в установках выше 1 кВ и не менее III группы в установках до 1 кВ.

Наблюдающий отвечает за безопасность работающих от поражения электротоком и назначается только для надзора за бригадами не электротехнического персонала (строителей, такелажников, разнорабочих и др.). Он должен иметь группу по ТБ. Разрешается совмещение не более 2-х обязанностей: выдающего лица или руководителя с допускающим; руководителя работ с производителем работ; допускающего из числа оперативно-ремонтного персонала и обязанностей члена бригады.

Раздел 7 Схемы оперативного тока электрических станций и подстанций. Выбор аккумуляторной батареи.

7.1 Системы оперативного тока электрических станций и подстанций. Виды. Требования к системам оперативного тока

На электрических станциях и подстанциях применяют многочисленные вспомогательные электрические устройства и механизмы, служащие для управления, регулирования режима работы, сигнализации, релейной защиты и автоматики. Все эти оперативные устройства и механизмы питаются электроэнергией от специальных источников, которые принято называть источниками оперативного тока. Соответствующие электрические цепи, питающие названные устройства и механизмы, называют оперативными цепями.

Оперативные цепи и их источники питания должны быть весьма надежны, так как нарушение их работы может приводить к серьезным авариям в электроустановках.

Различают независимые и зависимые источники оперативного тока. Работа первых не зависит, а работа вторых зависит от режима работы и состояния первичных цепей электроустановки. Независимыми источниками оперативного тока являются аккумуляторные батареи, дизель-генераторные и турбореактивные агрегаты, а зависимыми источниками – двигатель-генераторные агрегаты (асинхронный двигатель и генератор постоянного тока), измерительные трансформаторы тока и напряжения, трансформаторы собственных нужд.

Оперативные цепи работают на постоянном или переменном токе. В ряде случаев используется выпрямленный ток.

Наибольшее применение на электрических станциях и крупных подстанциях имеет постоянный оперативный ток, получаемый от аккумуляторных батарей. Широкое использование постоянного оперативного тока в основном вызвано тем, что многие применяемые в электроустановках электромагнитные механизмы, выполненные на постоянном токе, являются более простыми и более надежными в работе и имеют лучшие характеристики, чем выполненные на переменном токе.

Использование аккумуляторных батарей в качестве источников постоянного оперативного тока определяется стремлением иметь независимый источник, обеспечивающий питание оперативных цепей при любых авариях в первичных цепях, сопровождающихся снижением и даже полной потерей переменного напряжения электроустановки. Это особенно важно при системных авариях. Вместе с тем аккумуляторные батареи как источники оперативного тока имеют и существенные недостатки: большой расход дефицитного свинца на изготовление пластин, высокую стоимость и значительные эксплуатационные расходы, необходимость сооружения аккумуляторных помещений, оборудованных приточно-вытяжной вентиляцией, необходимость специального обслуживающего персонала. На крупных электрических станциях и подстанциях централизованное снабжение постоянным током от центральной аккумуляторной батареи приводит к необходимости сооружения протяженной и разветвленной сети оперативного тока, что резко снижает надежность ее работы.

Зависимые источники:

- измерительные трансформаторы тока;
- измерительные трансформаторы напряжения;
- трансформатор собственных нужд.

Если рассматривать оперативные цепи как системы, то независимые источники относятся к централизованным системам питания, а зависимые к децентрализованным системам. Оперативные цепи работают на постоянном и переменном токе. В ряде случаев используется выпрямленный ток. Постоянный ток имеет преимущество:

- исполнительные устройства более просты;
- имеют лучшие электромеханические характеристики;
- более надежны в сравнении с аппаратами переменного тока.

Аккумуляторная батарея позволяет создать на электрической станции такой источник питания, который работает при любом состоянии первичных цепей и даже при потере станцией переменного напряжения. Однако, батарея имеет следующие недостатки:

- большой расход дефицитного свинца;
- высокую стоимость;
- значительные экспериментальные расходы;
- необходимость специального помещения;
- необходимость специального обученного персонала.

Исходя из сказанного становится понятным стремление использовать переменный или в крайнем случае выпрямительный ток. Однако применение переменного тока и выпрямительного сейчас целесообразно только на подстанциях без дежурного персонала и питающих потребителей II и III категории.

а) индивидуальное питание оперативных цепей от трансформаторов тока: в нормальном режиме мощность отдаваемая цепям оперативного тока от трансформатора тока не велика и не превышает нескольких ВА. При КЗ она растет пропорционально квадрату первичного тока и становится достаточной для приведения в действие прямодействующих исполнительных механизмов – реле. Следовательно, трансформаторы тока можно использовать при КЗ для приведения в действие реле РТВ и РТН.

Мощность отбираемая от трансформатора тока зависит от сопротивления вторичной цепи. Зависит

от вида КЗ.

б) питание оперативных цепей от трансформатора напряжения. Только в режиме номинальных токов.

Если используются исполнительские механизмы постоянного тока, то напряжение оперативных цепей формируется через выпрямительные блоки БПТ и БПН. Бывают схемы с одновременной защитой от БПТ и БПН – схемы комбинированного питания.

в) индивидуальное питание оперативных цепей от конденсаторов. При этом используется зарядное устройство УЗ-400 и конденсаторы для отключения выключателей с приводом ПС-10 и ПС-30. Для привода ПС-10 конденсатор $C = 75$ мкф, а для привода ПС-30 конденсатор $C = 230$ мкф. При напряжении в целях оперативного тока не более 400 В.

7.2 Системы постоянного оперативного тока электрических станций. Типы аккумуляторных батарей на станциях и подстанциях. Выбор аккумуляторной батареи.

На электростанциях и крупных подстанциях необходима установка постоянного тока с аккумуляторными батареями для питания цепей управления, сигнализации, автоматики, аварийного освещения, а также для электроснабжения наиболее ответственных механизмов собственных нужд, которые обеспечивают сохранение оборудования в работоспособном состоянии (маслонасосы смазки, уплотнений вала, систем регулирования турбогенераторов).

Всех потребителей энергии, получающих питание от аккумуляторной батареи, можно разделить на следующие три группы:

постоянно включенная нагрузка. Сюда относятся аппараты устройств управления, блокировки, сигнализации и релейной защиты, постоянно обтекаемые током, а также постоянно включенная часть аварийного освещения;

временная нагрузка, появляющаяся при исчезновении переменного тока во время аварийного режима. Это токи нагрузки аварийного освещения и электродвигателей постоянного тока. Длительность этой нагрузки определяется длительностью аварии (для электростанций, имеющих связь с энергосистемой, это время принимается равным 0,5 ч, для электростанций, не имеющих связи с энергосистемой – 1 ч);

кратковременная нагрузка – длительностью не более 5 с. Такая нагрузка создается токами включения и отключения приводов выключателей и автоматов, а также пусковыми токами электродвигателей и токами нагрузки аппаратов управления, блокировки, сигнализации и релейной защиты, кратковременно обтекаемых током.

Постоянная нагрузка на аккумуляторную батарею зависит от мощности постоянно включенных ламп сигнализации и аварийного освещения, а также от типов реле.

В 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 два агрегата) – 30–40 А;
- для тепловых электростанций с энергоблоками 300 МВт и выше (одна батарея на энергоблок) – 40–70 А;
- для крупных подстанций 330–500 кВ – 25–60 А.

Наибольшее применение на электростанциях и подстанциях получили батареи из свинцово-кислотных аккумуляторов с поверхностными положительными и коробчатыми отрицательными пластинами типа СК. Такие батареи имеют большой срок службы и устойчивы в работе.

Аккумуляторы типа СК (стационарные для кратковременного разряда) выпускаются в 46 типовых исполнениях от СК-1 до СК-148. Аккумуляторы СК-1 имеют следующие характеристики:

Режим разряда, ч	10	7,5	5	3	2	1				
Разрядный ток, А					3,6	4,5	6	9	11	18,5
Номинальная емкость, Ач					36	33	30	27	22	18,5

Разрядные токи и емкости других аккумуляторов определяются умножением соответствующего значения для СК-1 на типовой номер. Например, аккумулятор СК-14 имеет разрядный ток одночасового разряда $14 \cdot 18,5 = 259$ А. Установившееся напряжение полностью заряженного аккумулятора СК при разомкнутой цепи равно 2,05 В.

Аккумулятор типа СН выпускается в закрытом исполнении, в стеклянных сосудах, заливные отверстия закрыты вентиляционными пробками, что значительно уменьшает унос электролита. В этом аккумуляторе применяются намазные пластины, собранные в плотные блоки. Намазная пластина имеет каркас из сплава свинца с сурьмой, на который накладывается масса из окислов свинца и свинцового порошка, смешанного с разведенной кислотой.

После формирования на положительной пластине образуется перекись свинца, на отрицательной – чистый свинец. Чтобы исключить замыкание, между пластинами проложены сепараторы из стекловолока, перфорированного винипласта и мипора. Сосуд заливается электролитом – раствором серной кислоты плотностью 1,22 при температуре +25 °С. Установившееся напряжение полностью заряженного аккумулятора при разомкнутой цепи должно быть не ниже 2,06 В.

Аккумуляторы СН выпускаются четырнадцати типоразмеров: 0,5, 1, 2, 3, 4, 5, 6, 8, 10, 12, 14, 16, 18, 20. Аккумулятор СН-1 имеет следующие характеристики:

Режим разряда, ч	10	3	1	0,5	0,25					
				Разрядный ток, А		4	10	20	30	40
				Номинальная емкость, Ач	40	30	20	15	10	

Аккумуляторы СН имеют меньшие размеры, чем СК; они поставляются в собранном виде, что облегчает их установку. Разрядные характеристики аккумуляторов СН лучше, чем СК, благодаря меньшей толщине пластин и большей их пористости. Емкость аккумуляторов СН-20 при одночасовом разряде $20 \cdot 20 = 400$ Ач. Такая емкость не может обеспечить аварийную нагрузку на электростанциях, поэтому аккумуляторы СН применяются на подстанциях. Достоинством аккумуляторов типа СН является также значительно меньшее выделение паров серной кислоты в процессе работы, поэтому они могут устанавливаться в закрытых помещениях с естественной вентиляцией.

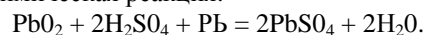
Как было сказано выше, пластины аккумуляторов подвергаются формированию, т. е. электрохимическому процессу, в результате которого образуется активная масса положительной и отрицательной пластин. Формирование пластин в аккумуляторах СК производится в два этапа: на заряде обрабатывается положительная пластина до получения на ней губчатого свинца, затем на месте установки через собранную батарею пропускают зарядный ток в течение 50-60 ч, при этом на положительной пластине образуется перекись свинца PbO_2 , на отрицательной – губчатый свинец Pb . Для полного формирования батарея должна получить девятикратную емкость десятичасового разряда.

Аккумуляторы типа СН приходят с завода в собранном виде и формируются на месте установки после заливки их электролитом.

Для этого через батарею пропускают небольшой зарядный ток в течение 55 ч. После формирования цвет активной массы становится однородным, а структура – пористой.

Режимы работы аккумуляторных батарей

Разряд аккумулятора происходит при замыкании внешней цепи на нагрузку, при этом на положительной и отрицательной пластинах происходит химическая реакция:



При разряде реакция читается слева направо. Молекулы серной кислоты вступают в реакцию с активной массой пластин, образуя на них сульфат свинца $PbSO_4$. Концентрация электролита в порах активной массы в процессе разряда снижается. Это приводит к снижению напряжения на зажимах аккумулятора. Напряжение снижается тем больше, чем больше ток разряда (рис. 7.4). Это объясняется тем, что при разрядах большим током в течение малого времени диффузия серной кислоты в поры активной массы не успевает за процессом образования сульфата свинца. Сульфат свинца закрывает доступ к активной массе. В результате этого процесса емкость одного и того же аккумулятора различна и зависит от разрядного тока (или длительности разряда). Например, аккумулятор СК-10 при разряде током 36 А в течение 10 ч имеет емкость 360 Ач, а при разряде током 185 А в течение 1ч – 185 Ач. Для аккумуляторов СК и СН предельное напряжение при разряде током 3–10-часового режима составляет 1,8 В, а при разрядах большим током – 1,75 В.

Аккумуляторы могут выдерживать кратковременный разряд очень большим током, но при этом напряжение на их зажимах резко уменьшается. Аккумуляторы типа СН допускают разряд током $50N$ в течение 1 мин, а СК — током $46N$ в течение 5 с, при этом напряжение на аккумуляторах снижается соответственно до 1,75 и 1,65 В (здесь N — номер типоразмера).

При чрезмерных разрядах может возникнуть ненормальная сульфатация пластин, когда вместо тонкого кристаллического сульфата образуются крупные плотные кристаллы сульфата, объем активной массы растёт, выдавливается из решеток и пластины коробятся. Емкость сульфатированного аккумулятора понижается, так как крупные кристаллы сульфата закупоривают поры активной массы, прекращая туда доступ электролита.

Заряд аккумулятора производится от источника постоянного тока (двигателя-генератора или выпрямительной установки). При этом к аккумулятору подводится напряжение большее, чем его ЭДС, и направление движения ионов внутри аккумулятора изменяется на противоположное. Реакция (7.1) читается справа налево. В процессе реакции сульфат свинца на обеих пластинах восстанавливается: на положительной пластине – в перекись свинца, а на отрицательной – в металлический свинец и образуется серная кислота. Концентрация электролита в процессе заряда растёт, поэтому напряжение на аккумуляторе увеличивается. По мере заряда реакция переносится вглубь активной массы. К концу заряда, когда большая часть сульфата свинца восстановлена, происходит реакция электролиза воды, в результате которой у отрицательной пластины выделяются пузырьки водорода, у положительной – кислород. Газовыделение начинается при напряжении 2,3 В. Чтобы не допускать бурного газовыделения, зарядный ток снижают и продолжают заряд при напряжении 2,3 В. Увеличение напряжения в конце заряда до 2,5–2,7 В на аккумулятор приводит к необходимости устройств регулирования банок в батарее, что усложняет схему, поэтому широко внедряется метод заряда аккумуляторной батареи при напряжении 2,3 В на один аккумулятор.

Постоянный подзаряд аккумуляторной батареи производится большим током (ток для батарей типа СК – $0,03N$), достаточным для компенсации саморазряда. Саморазрядом называется постоянная потеря электрической энергии, запасенной в аккумуляторе, вследствие побочных реакций на пластинах. Такие реакции возникают за счет примесей посторонних металлов в активной массе пластин. Саморазряд происходит как при замкнутой цепи, так и при разряде и заряде. Новая батарея теряет примерно 0,3% емкости в сутки за счет саморазряда. Чтобы батарея была готова в любой момент принять аварийную нагрузку, необходимо компенсировать потерю емкости вследствие саморазряда путем пропуска через батарею тока подзаряда. В этом режиме на каждом элементе поддерживается напряжение 2,15–2,25 В.

Режим постоянного подзаряда для стационарных аккумуляторных установок принят как основной нормальный режим.

В качестве подзарядных устройств применяются статические преобразователи с кремниевыми вентилями (выпрямительные устройства). Подзарядное устройство несет нагрузку от постоянно включенных в нормальном режиме электроприемников и от тока подзаряда аккумуляторной батареи.

Уравнивающий заряд (дозаряд) батареи производится раз в 3 мес. напряжением 2,3–2,35 В на элемент до достижения плотности во всех элементах 1,2–1,21 г/см³. Продолжительность дозаряда не менее 6 ч. Дозаряд необходим в связи с тем, что саморазряд отдельных элементов неодинаков, он меняется в течение срока службы, зависит от температуры аккумулятора, солнечного освещения и т. д.

Требования к выбору аккумуляторных батарей на электростанциях и подстанциях

На тепловых электростанциях с поперечными связями в тепловой части (ТЭЦ) мощностью до 200 МВт устанавливается одна аккумуляторная батарея, а при мощности более 200 МВт – две аккумуляторные батареи одинаковой емкости, которые совместно должны обеспечить питание маслососов смазки турбин, водородного уплотнения всех агрегатов электростанции, а также преобразовательного агрегата связи и аварийного освещения. Расчетная длительность работы – 30 мин для электростанций, связанных с энергосистемой, и 1 ч для изолированной электростанции.

На блочных ТЭС на каждом БЩУ устанавливается одна батарея, для энергоблоков 300 МВт и выше – одна батарея на каждый энергоблок. Все блочные аккумуляторные батареи связаны сетью взаиморезервирования. Емкость каждой рассчитывается на питание электродвигательной нагрузки, аварийного освещения, преобразовательного агрегата связи при длительности аварии 30 мин.

Эти аккумуляторные батареи устанавливаются в главном корпусе. Они должны иметь элементный коммутатор, работают в режиме постоянного подзаряда с автоматическим регулированием напряжения на шинах и с автоматическим или полуавтоматическим подзарядом хвостовых элементов. Каждая батарея имеет свое подзарядное устройство, для заряда предусматривается один общестанционный зарядный агрегат.

При значительном удалении ОРУ от главного корпуса допускается установка специальных аккумуляторных батарей в зоне ОРУ. Для ОРУ 500 кВ и выше могут быть установлены две аккумуляторные батареи без элементного коммутатора, работающие в режиме постоянного подзаряда.

На АЭС аккумуляторные батареи являются аварийными источниками питания систем безопасности, СУЗ, аварийного освещения, а также источником оперативного тока для устройств управления, автоматики, сигнализации и релейной защиты. Количество и типы батарей определяются в соответствии с требованиями НТП АЭС:

- для каждого реакторного блока устанавливаются аккумуляторные батареи по числу систем безопасности. Емкость каждой батареи рассчитывается на 100 % нагрузки потребителей данной системы. Эти батареи работают в режиме «буфера»: нормальную нагрузку несет выпрямительное устройство, при исчезновении напряжения вся нагрузка сети надежного питания первой группы ложится на аккумуляторную батарею. После запуска автономного источника (дизель-генератора) нагрузка вновь получает питание через выпрямительное устройство. Аккумуляторные батареи систем безопасности выбираются по условию допустимого уровня напряжения на шинах постоянного тока с учетом толчка нагрузки в начале аварии. Эти батареи работают кратковременно, до момента пуска дизель-генератора, они не подвергаются глубоким разрядам, поэтому элементный коммутатор для них не предусматривается;

- для каждого энергоблока АЭС устанавливается одна общешлюзовая аккумуляторная батарея для питания блочных потребителей (турбина, генератор, информационно-вычислительный комплекс, аварийное освещение и др.) с элементным коммутатором, рассчитанная на работу в аварийном разряде в течение 30 мин. Между общешлюзовыми аккумуляторными батареями предусматривается попарное взаиморезервирование;

- для каждого дизель-генератора устанавливается своя аккумуляторная батарея, обеспечивающая его автоматический запуск;

- для потребителей СУЗ предусматриваются отдельные аккумуляторные батареи на разные номинальные напряжения: 24, 48, 110, 220 В;

- для устройств управления, автоматики, релейной защиты элементов повышенного напряжения вне главного корпуса устанавливаются аккумуляторные батареи в зоне ОРУ: одна для ОРУ 110, 220 кВ и две для ОРУ 330 кВ и выше. Эти батареи без элементного коммутатора (см. рис. 7.6).

Все аккумуляторные батареи АЭС работают в режиме постоянного подзаряда.

На подстанциях 110 – 330 кВ с постоянным оперативным током устанавливается одна аккумуляторная батарея 220 В, на подстанциях 500 – 750 кВ – две батареи 220 В без элементного коммутатора, работающие в режиме постоянного подзаряда. Для подзаряда и послеаварийного заряда предусматриваются два выпрямительных устройства. Выбор числа и номера аккумуляторов производится, исходя из допустимых отклонений напряжения на шинах при толчковой нагрузке.

На ГЭС мощностью до 1000 МВт устанавливается одна, а при мощности более 1000 МВт – две аккумуляторные батареи в главном корпусе и при удаленном размещении ОРУ устанавливаются батареи в зоне ОРУ.

Раздел 8 Конструкции распределительных устройств станций и подстанций. Требования к распределительным устройствам

8.1. Закрытые распределительные устройства

Расстояние в свету между неизолированными токоведущими частями разных фаз, расстояния от неизолированных токоведущих частей до заземленных конструкций и ограждений, пола и земли, а также между неогражденными токоведущими частями разных цепей. При токах трехфазного КЗ более 20 кА гибкие шины в ЗРУ следует проверять на их сближение под действием токов КЗ. Неизолированные токоведущие части во избежание случайных прикосновений к ним должны быть помещены в камеры или ограждены сетками и т.п. Неизолированные токоведущие части вне камер, расположенные над полом ниже размера Д, должны ограждаться сетками, причем высота прохода под сеткой должна быть не менее 1,9 м. Токоведущие части, расположенные выше ограждений до высоты 2,3 м от пола, но ниже размера Д, должны располагаться от ограждения на расстоянии В. Аппараты, у которых нижняя кромка фарфора изолятора расположена над уровнем пола на высоте 2,2 м и более, разрешается не ограждать, если выполнены изложенные выше требования. Применение барьеров для ограждения токоведущих частей в открытых камерах не допускается. Неогражденные неизолированные токоведущие части различных цепей, находящиеся от пола на высоте, большей размера Д, должны быть расположены на таком расстоянии друг от друга, чтобы при отключении какой-либо цепи (например, секции шин) обслуживание ее было безопасно при наличии напряжения на соседних цепях; в частности, между неогражденными токоведущими частями, расположенными с двух сторон коридора обслуживания, должно быть расстояние не менее размера Г.

Ширина коридора обслуживания должна обеспечивать удобную эксплуатацию электроустановки и перемещение оборудования и быть не менее 1 м при одностороннем и 1,2 м при двустороннем расположении оборудования. Ширина коридора управления, где находятся приводы выключателей или разъединителей, соответственно должна быть 1,5 и 2 м. При длине коридора до 7 м и двустороннем обслуживании допускается уменьшение ширины до 1,8 м. Допускается местное сужение коридора обслуживания и взрывного коридора строительными конструкциями не более чем на 0,2 м.

Количество выходов из РУ наружу или в другие помещения с несгораемыми стеклами и перекрытиями зависит от длины РУ: при длине до 7 м располагают один выход; при длине от 7 до 60 м – два выхода по концам; допускается располагать выходы из РУ на расстоянии до 7 м от его торцов; 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 в направлении других помещений или наружу и иметь самозапирающиеся замки, открываемые без ключа со стороны РУ.

В закрытых распределительных устройствах выключатели с большим объемом (более 25 кг) трансформаторного масла нежелательны. Маломасляные выключатели, а также выключатели без масла следует устанавливать в открытых камерах. При установке маломасляных выключателей с количеством масла более 60 кг в каждой камере должен предусматриваться порог, рассчитанный на удержание всего масла.

Выключатели, устанавливаемые в открытых камерах, должны быть отделены друг от друга перегородками. Такими же перегородками или металлическим щитами они должны быть отделены от привода. Верхняя кромка перегородки или щита должна быть на высоте не менее 1,9 м от пола. При установке воздушных выключателей защитный щит не требуется. При установке в РУ трансформаторов, выключателей и других маслonaполненных аппаратов со значительным объемом масла в зависимости от количества масла и местоположения указанных элементов (1-й этаж, 2-й этаж и т.д.), согласно ПУЭ, в камерах выполняются приямки, пороги, пандусы, маслоприемники или маслоотводы в дренажную систему.

Реакторы устанавливаются в камерах, размеры которых определяются условиями монтажа, удобством размещения реакторов и шин, условиями нагрева металлических и железобетонных конструкций в магнитном поле реактора. Вентиляция помещений трансформаторов и реакторов должна обеспечить отвод выделяемого ими тепла с тем, чтобы при номинальной нагрузке (с учетом перегрузочной способности) и при максимальной расчетной температуре окружающей среды их нагрев не превышал максимально допустимых значений. Взрывные коридоры, а также коридоры для обслуживания открытых камер или КРУ, содержащих оборудование, залитое маслом или компаундом, должны быть оборудованы специальной аварийной вытяжной вентиляцией, включаемой извне, не связанной с другими вентиляционными устройствами и рассчитанной на пятикратный обмен воздуха в час.

Генераторное распределительное устройство 6...10 кВ с одной системой сборных шин

Такие закрытые распределительные устройства получили применение на ТЭЦ с агрегатами небольшой мощности до 30 МВт (редко 60 МВт). Оборудование РУ размещено в одноэтажном здании шириной 18 м и высотой до балок перекрытия 5,2 м. Длина здания определяется числом секций и присоединений. Посередине здания по обеим сторонам коридора обслуживания размещены открытые камеры сборных шин и шинных разъединителей с шагом ячеек 3 м. К ним примыкают закрытые камеры с выключателями типа МГ-10 или МГГ-10 и реакторами. Обслуживание выключателей производится из боковых коридоров. Для относительно легких аппаратов – линейных выключателей типа ВМП-10, трансформаторов тока, а также концевых кабельных муфт – использованы стандартные малогабаритные комплектные камеры двух типов: КIV, КXII – расположенные в одном из боковых коридоров (обычно со стороны ячеек выключателей к трансформаторам связи с системой).

Под полом РУ предусмотрены каналы для вентиляции камер с реакторами и каналы для силовых кабелей и кабелей оперативного управления.

Устройство рассчитано на присоединение четырех генераторов и двух трансформаторов для связи с системой, шести трансформаторов собственных нужд, восьми сдвоенных групповых линейных реакторов типа РБСД и до 64 линейных выключателей типа ВМП-10 в комплектных камерах. Длина РУ составляет 84 м. Его размещают у фронта главного здания станции. Соединение с генераторами и трансформаторами осуществляют гибкими токопроводами (ранее) или пофазноэкранированными токопроводами типа ТЭКП-20/60-160.

Заземление оборудования в РУ производится на внутренний контур заземления, связанный с внешним контуром заземления не менее чем в двух точках. Внешний контур выполняют по наружному периметру здания ЗРУ с размерами сторон контура 20 и 86 м.

Генераторное распределительное устройство 6...10 кВ с двумя системами сборных шин

Такие закрытые распределительные устройства генераторного напряжения имеют применение на ТЭЦ с генераторами до 120 МВт. Электрооборудование размещено в двухэтажном здании в два ряда с коридорами обслуживания в середине и по сторонам.

В верхнем этаже размещены сборные шины и шинные разъединители, а также измерительные трансформаторы напряжения, присоединенные к сборным шинам. Рабочие секции сборных шин размещены в ячейках со стороны среднего коридора обслуживания, резервная система – в ячейках со стороны боковых коридоров. Системы шин разделены легкими асбоцементными плитами. Предусмотрены плиты, расположенные горизонтально между системами шин и соответствующими разъединителями. Такое отделение систем шин необходимо для обеспечения безопасности ремонтных работ при выполнении работ на одной из секций. Приводы шинных разъединителей расположены в коридорах у фронта соответствующих камер.

На первом этаже расположено все тяжелое оборудование: а) выключатели типа МГ-10 или МГГ-10 или МГГ-10 присоединений генераторов, силовых трансформаторов (трансформаторов связи с системой и собственных нужд), а также секционные и шиносоединительные выключатели; б) секционные и линейные (групповые) реакторы; в) измерительные трансформаторы тока, напряжения и другие аппараты присоединений; г) комплектные ячейки с линейными выключателями типа ВМП-10. Последние установлены в боковых коридорах и примыкают к соответствующим камерам групповых реакторов. Выключатели МГГ-10, реакторы (групповые и секционные) установлены в закрытых камерах с доступом через двери из коридоров управления. Шаг ячеек равен 2,4 м.

Составляя рассмотренные конструкции РУ 6...10 кВ генераторного напряжения с одной и с двумя системами сборных шин, можно видеть, что последнее устройство значительно сложнее по выполнению, по объему строительных и монтажных работ; дороже, требует более высокой квалификации обслуживающего персонала. Но оно позволяет производить ревизию и ремонт рабочих секций шин и шинных разъединителей без перерыва питания потребителей.

Закрытое распределительное устройство на 35 кВ

Закрытое распределительное устройство на 35 кВ с двумя системами сборных шин выполнено одноэтажным с пролетом здания 12 м и шагом колонки по длине здания 6 м. Распределительное устройство имеет два коридора обслуживания и коридор управления. Конструкция ЗРУ рассчитана на установку воздушных выключателей ВВН-35, ВВУ-35, ВВ-35 П или малообъемных масляных выключателей МГ-35. Шаг ячейки 2 м. Сборные шины рассчитаны на номинальный ток 2 кА и ток динамической устойчивости 82 кА. Сборные шины расположены в вертикальной плоскости и имеют междуфазные асбоцементные перегородки. Является универсальным и допускает передачу электроэнергии потребителям по воздушным и кабельным линиям ЗРУ-35. Вводы линейных и трансформаторных цепей расположены с одной стороны здания ЗРУ-35. У стены здания со стороны линейных вводов располагаются панели релейной защиты. Силовые кабели и кабели оперативных цепей укладываются в кабельный туннель, расположенный у стены здания снаружи и закрытый сверху железобетонными плитами.

Число вводов в ЗРУ-35 может быть больше двух. В закрытых распределительных устройствах электроэнергия может подаваться не только от трехобмоточных трансформаторов или автотрансформаторов, но и от обычных двухобмоточных трансформаторов, запитанных с шин генераторного напряжения.

Число отходящих линий и их вид (воздушные или кабельные) определяется в зависимости от передаваемой мощности потребителя и его категории по степени надежности.

Закрытые распределительные устройства 110...220 кВ

Закрытое распределительное устройство 110 кВ с двумя системами сборных шин выполнено двухэтажным, с пролетом здания 12 м, шагом колонн по длине здания 6 м и рассчитано на установку выключателей ВВН-110, ВВБ-110, ВВД-110. Шаг ячейки 6 м. Обходная система шин располагается вне здания на крыше или по периметру здания на стенах. На втором этаже имеются два коридора обслуживания, на первом – коридор обслуживания (в нем расположены панели релейной защиты) и коридор управления. Под ячейками выключателей сооружается совмещенный туннель для прокладки контрольных кабелей и воздухопроводов воздушных выключателей. Трансформаторы напряжения устанавливаются рядом. Трансформаторы тока выполняются совмещенными с вводом в здание.

Для напряжений 110 и 220 кВ в настоящее время разработаны элегазовые КРУ (КРУЭ) как более надежные и компактные, а за рубежом применяют КРУЭ до 800 кВ. Такие КРУЭ на стадии курсового и дипломного проектирования студентам применять весьма трудно. Поэтому рекомендуется использовать для ЗРУ 110 и 220 кВ типовые решения с обычным оборудованием.

Закрытые распределительные устройства 6-10 кВ понижающих подстанций

Наибольшее распространение на практике получили РУ 6...10 кВ, выполненные из сборных модульных элементов и комплектных ячеек заводского исполнения (КРУ). Комплектные распределительные устройства внутренней установки используются в схемах с одинарной системой сборных шин. Закрытое распределительное устройство состоит из соединенных между собой металлических шкафов с встроенными в них электрическими аппаратами, приборами измерения и защиты, смонтированными цепями первичной и вторичной коммутации и вспомогательными устройствами.

В зависимости от схемы и комплектующей аппаратуры одно электрическое присоединение может быть размещено в одном или в нескольких смежных шкафах КРУ.

По основному конструктивному исполнению шкафы КРУ подразделяются на шкафы выкатного типа и стационарные.

В шкафах КРУ выкатного типа выключатель с приводом, а также трансформаторы напряжения, разрядники и другая аппаратура размещены на выкатной тележке, что обеспечивает возможность взаимозаменяемости выкатных частей при авариях, а также облегчает ремонт и эксплуатацию этих устройств.

В шкафах КРУ стационарного типа вся аппаратура установлена на металлических конструкциях в корпусе шкафа (камеры типа КСО).

Для безопасного обслуживания и предотвращения ошибочных операций в КРУ выкатного типа выполнены блокировки, обеспечивающие невозможность вкатывания тележки в корпус шкафа при включенном выключателе, включения выключателя в нефиксированных положениях тележки, выкатывания тележки из рабочего положения при включенном выключателе. В шкафах КРУ, оборудованных заземляющими ножами, кроме того, выполняется блокировка, обеспечивающая невозможность:

- а) вкатывания тележки в рабочее положение при включенном положении заземляющих ножей;
- б) включения заземляющих ножей при рабочем положении тележки.

В целях локализации возникающих в КРУ аварий корпус шкафа КРУ разделен металлическими перегородками на отдельные отсеки: сборных шин, отсек выкатного выключателя, кабельного ввода и трансформаторов тока, отсек релейной защиты, показывающих приборов учета.

Шкафы КРУ внутренней установки выкатного и стационарного исполнения рассчитаны на возможность их установки с односторонним или двусторонним обслуживанием с фасадной стороны.

Ввод от трансформаторов осуществляется через проходные изоляторы в наружной стене здания. Контрольные кабели и кабели оперативных цепей прокладываются на специальных конструкциях над шкафами КРУ. Пролет здания равен 6 м.

Распределительные устройства 6...10 кВ понижающих подстанций могут выполняться по вариантам: с размещением групповых реакторов в помещениях (будках) и с применением ячеек КРУН.

8.2. Открытые распределительные устройства

Расстояния в свету от жестких токоведущих частей до различных элементов ОРУ должны быть не менее приведенных в табл. 8.2 (см. рис. 8.14). При гибких шинах расстояния в свету между токоведущими и заземленными частями, а также между токоведущими частями при их расположении в одной горизонтальной плоскости должны быть не менее

$$(A_{\phi-3})_Г = A_{\phi-3} + a;$$

$$(A_{\phi-\phi})_Г = A_{\phi-\phi} + a,$$

где $a = f \sin \alpha$; f – стрела провеса провода, м при +15 °С; $a = \arctg P/Q$; P – давление ветра на провод, Н/м; $Q = mg$ – вес провода, Н/м; m – масса провода, кг/м; $g = 9,81 \text{ м/с}^2$.

Скорость ветра принимается равной 60 % от учтенной при расчете строительных конструкций. При токах трехфазного КЗ 20 кА и более гибкие шины следует проверять на возможность схлестывания или опасного в отношении пробоя сближения в результате динамического воздействия токов КЗ. В ОРУ 110 кВ и выше должен быть предусмотрен с габаритом 4 м по ширине и высоте проезд вдоль выключателей для передвижных монтажно-ремонтных механизмов и приспособлений, а также для передвижных лабораторий. Расстояние от неогражденных токоведущих частей до габаритов машин, механизмов и транспортируемого оборудования должно быть не менее размера Б.

Соединение гибких проводников в пролетах должно выполняться опрессовкой, а соединение в петлях у опор, присоединение ответвлений в пролете (без разрезания провода) и присоединение к аппаратным зажимам – сваркой или опрессовкой. Пайка и скрутка проводов не допускаются. Болтовые соединения допускаются только на аппаратных зажимах и на ответвлениях к разрядникам, конденсаторам связи и трансформаторам напряжения, а также на временных установках, когда применение неразъемных соединений требует большого объема работ по перемонтажу шин.

Гирлянды изоляторов для подвески шин в ОРУ напряжением до 220 кВ включительно должны быть, как правило, одинарными, а свыше 220 кВ – двухцепными с отдельным креплением цепей к конструкциям.

При определении нагрузок на элементы РУ должны учитываться вес элементов, нагрузка от ветра и гололеда и механические напряжения при изменении температуры. Открытые распределительные устройства

должны выполняться с учетом требований взрывобезопасности (склады водорода) и пожаробезопасности (маслонаполнительное оборудование).

Для предотвращения растекания масла и локализации возможного пожара при повреждениях маслонаполненных силовых трансформаторов (реакторов) с количеством масла более 1000 кг в единице (баке) и баковых масляных выключателей 110 кВ и выше должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники, удовлетворяющие соответствующим требованиям ПУЭ.

Токоограничивающие реакторы наружной установки 6-10 кВ устанавливаются у стены ЗРУ, а шунтирующие реакторы – на территории ОРУ.

Открытые распределительные устройства 35 кВ

Основные факторы, определяющие конструкцию ОРУ, следующие: схема электрических соединений, уровень номинального напряжения, тип и габариты электрооборудования, число и порядок подключения присоединений, возможность расширения, компоновка ОРУ и его элементов. В настоящее время все строительные элементы ОРУ выполняются, как правило, из сборных железобетонных конструкций. В отдельных случаях при отсутствии железобетонных конструкций, при больших нагрузках на колонны и провесы, а иногда в стесненных условиях используются металлические конструкции.

Однопортальное ОРУ 35 кВ с одной секционированной системой сборных шин рассчитано на установку выключателей ВМД-35 или ВМП-35, шаг ячейки 4,6 м. Жесткие сборные шины расположены на опорных изоляторах, укрепленных на консолях основной несущей конструкции. Под сборными шинами расположены шинные и линейные разъединители со своими ножами заземления, а еще ниже – выключатели с приводами, шкафы оперативного тока и автоматики.

Открытое распределительное устройство рассчитано на установку выключателей ВМД-35. Между соседними цепями от вводов выключателей до сборных шин устанавливаются сетчатые ограждения, что позволяет уменьшить шаг ячейки до 3 м.

В последнее время сельскохозяйственные и мелкие промышленные предприятия используют комплектные трансформаторные подстанции 35 кВ, КТП-35 изготавливаются на напряжения 35/6, 35/10 и 35/0,4-0,23 кВ. По типу основного коммутационного аппарата и способу защиты на стороне высшего напряжения КТП-35 подразделяются:

- а) на подстанции с силовыми предохранителями;
- б) подстанции с короткозамкательями и отделителями;
- в) подстанции с выключателями.

Силовые предохранители применяются на понижающих подстанциях 35/(6)-10 кВ мощностью от 1000 до 2500 кВА, а также на подстанциях 35/0,4 кВ.

Блок «короткозамкатель-отделитель», а также выключатели напряжением 35 кВ применяются для понижающих трансформаторных подстанций мощностью от 2500 до 16 000 кВА.

Комплектные трансформаторные подстанции 35 кВ выполняются с одним или двумя трансформаторами. Они имеют электродинамическую стойкость на стороне 35 кВ 26 кА и номинальный ток отключения 10 кА.

Сельские КТП-35 (СКТП-35) по защитным аппаратам с высокой стороны имеют те же аппараты, что и КТП. В качестве выключателя в СКТП-35 используется выключатель ВТ-35 с пружинным приводом типа ПП-67.

По способу присоединения к ЛЭП-35 кВ СКТП-35 подразделяются на подстанции: а) тупиковые; б) проходные (транзитные) с односторонним питанием; в) проходные (транзитные) с двусторонним питанием; г) мостиковые схемы.

Подстанции с предохранителем ПСН-35 применяются для СКТП-35 мощностью 1000 и 1600 кВА; подстанции с короткозамкательем и отделителем – для трансформаторов мощностью 1600, 2500, 4000 и 6300 кВА, подстанции с выключателем – для трансформаторов мощностью 4000 и 6300 кВА.

Подстанции СКТП-35 изготавливаются с одним и двумя трансформаторами.

Открытые распределительные устройства 110...220 кВ

В настоящее время связь тепловых станций типа ТЭЦ средней и большой мощности с системой чаще всего осуществляется через открытое распределительное устройство 110...220 кВ. Наиболее распространенной схемой этих ОРУ является схема с двумя системами сборных шин и обходной системой шин. В 1965 году компоновки ОРУ 110-500 кВ для этой схемы были. В унифицированной компоновке отражены решения «Энергосетьпроекта» по ОРУ 110 и ОРУ 220 кВ на базе металлических и унифицированных железобетонных конструкций.

В открытых распределительных устройствах две рабочие системы шин примыкают друг к другу, обходная система шин отнесена за линейные порталы. Шины к трансформаторам проходят над обеими рабочими системами шин. Для выключателей принята однорядная установка, что позволяет примерно на 20 % уменьшить ширину ОРУ по сравнению с двухрядным расположением. Перед выключателями следует предусмотреть автодорога для проезда ремонтных механизмов, провоза тяжелого оборудования. Соединение между выключателем и трансформатором тока над дорогой выполнено жесткими шинами. Если в качестве выключателей в ОРУ используются баковые выключатели У110 и У220 со встроенными трансформаторами тока, то на месте трансформатора тока ставится опорный изолятор, на котором крепится одним концом жесткая

ошиновка шин. Во всех цепях установлены однополюсные двухколонковые разъединители. Под внутренней рабочей системой шин принято асимметричное килевое расположение разъединителей, позволяющее гибкой ошиновке пройти к шинному разъединителю наружной системы шин. На линейных порталах отходящих линий установлены реакторы-заградители на фазах, «обработанных» высокочастотной защитой или связью. У линейного портала на железобетонных опорах установлены конденсаторы связи (по числу заградителей и «обработанных» фаз). В случае установки в ОРУ баковых выключателей У-110 и У-220 в основании выключателей должны предусматриваться специальные ямы, заполненные гравием.

Раздел 9. Обеспечение электробезопасности в распределительных устройствах станций и подстанций. Молниезащита. Заземление электрооборудования в распределительных устройствах разных типов станций и подстанций

9.1 Молниезащита открытых распределительных устройств станций и подстанций. Расчет зоны защиты единичного молниеотвода и системы молниезащиты.

От прямых ударов молнии оборудование распределительных устройств, здания и сооружения электрических станций и подстанций защищаются стержневыми и троссовыми молниеотводами.

Ожидаемое число поражений молнией в год зданий и сооружений высотой до 60 м, не оборудованных молниезащитой и имеющих неизменную высоту, определяют по формуле

$$N = (B + 6h_x)(L + 6h_x)n \cdot 10^{-6}, \quad (9.1)$$

где B – ширина защищаемого объекта, м; L – длина защищаемого объекта, м; h_x – высота объекта, м; n – среднее число поражений молнией 1 км² земной поверхности в год. Для Восточной Сибири интенсивность грозовой деятельности составляет от 10 до 20 часов в год и среднегодовое число ударов молнии в 1 км² земной поверхности $n = (1 \dots 2)$.

Оборудование и производственные сооружения станций и подстанций должны иметь надежную молниезащиту чаще всего типа выше.

Здания с заземленной металлической крышей не требуют защиты молниеотводами. В ОРУ 110 кВ и выше разрешается установка молниеотводов непосредственно на металлических конструкциях ОРУ, а в распределительных устройствах 35 кВ рекомендуется установка отдельно стоящих металлических, железобетонных, а иногда и деревянных молниеотводов. На металлических и железобетонных молниеотводах токоотводом может служить металлическая форма или стальная арматура конструкции. Деревянные конструкции молниеотводов используют в основном для защиты на подстанциях 35 кВ для питания сельскохозяйственных потребителей. Высота молниеотводов в этом случае составляет 8...20 м. Металлические и железобетонные молниеотводы обычно имеют высоту 20...30 м. Оптимальная высота отдельно стоящего молниеотвода не превышает 45...50 м.

Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода высотой менее 150 м представляет собой конус, вершина которого находится на высоте h_0 . Горизонтальные сечения зон защиты на высоте защищаемого объекта h_x и на уровне земли представляют собой окружности радиусами r_0 и r_x соответственно (рис. 9.1).

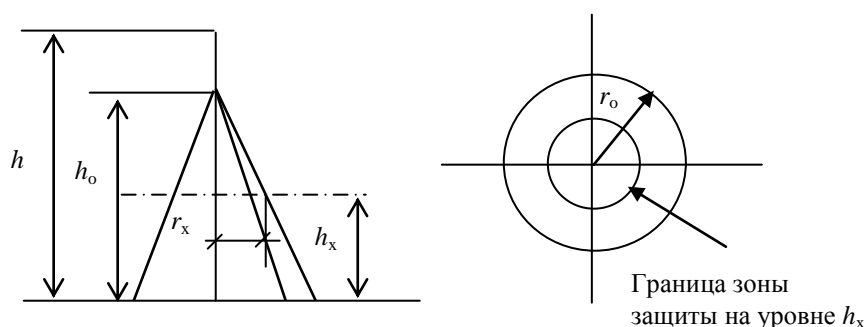


Рис. 9.1. Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода

Радиус зон защиты одиночных стержневых молниеотводов и высоту расположения h_0 минимальной зоны определяют по следующим формулам [20] (при высоте $h < 150$ м):

для зоны А

$$\begin{aligned} h_0 &= 0,85h; \quad r_0 = (1,1 - 0,002h)h; \\ r_x &= (1,1 - 0,002h) \left(h - \frac{h_x}{0,85} \right); \end{aligned} \quad (9.2)$$

для зоны В

$$h_o = 0,92h; \quad r_o = 1,5h;$$

$$r_x = 1,5 \left(h - \frac{h_x}{0,92} \right). \quad (9.3)$$

Зона защиты двойного стержневого молниеотвода высотой менее 150 м приведена на рис. 9.2. Торцевые области зон защиты определяются как зоны одиночных стержневых молниеотводов. Параметры h_o , r_o , r_{x1} , r_{x2} определяют по формулам (9.2), (9.3).

Зоны защиты двойного молниеотвода имеют следующие размеры:

для зоны А при $L \leq h$

$$h_c = h_o; \quad r_{cx} = r_x; \quad r_c = r_o \quad (9.4)$$

для зоны А при $h < L \leq 5h$

$$h_c = h_o - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} h)(L - h)$$

$$r_{cx} = r_o \frac{h_c - h_x}{h_c}; \quad r_c = r_o \quad (9.5)$$

для зоны Б при $L \leq 5h$

$$h_c = h_o; \quad r_{cx} = r_x; \quad r_c = r_o \quad (9.6)$$

при $1,5h < L \leq 5h$

$$h_c = h_o - 0,14(L - 1,5h)$$

$$r_{cx} = r_o \frac{h_c - h_x}{h_c}; \quad r_c = r_o \quad (9.7)$$

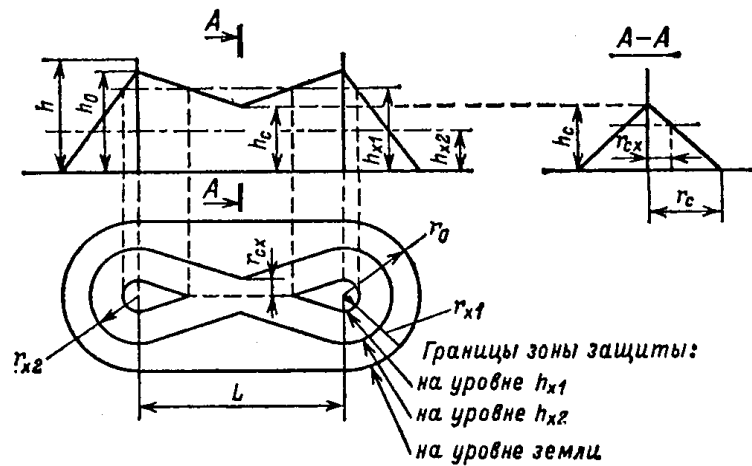


Рис. 9.2. Зона защиты двойного стержневого молниеотвода

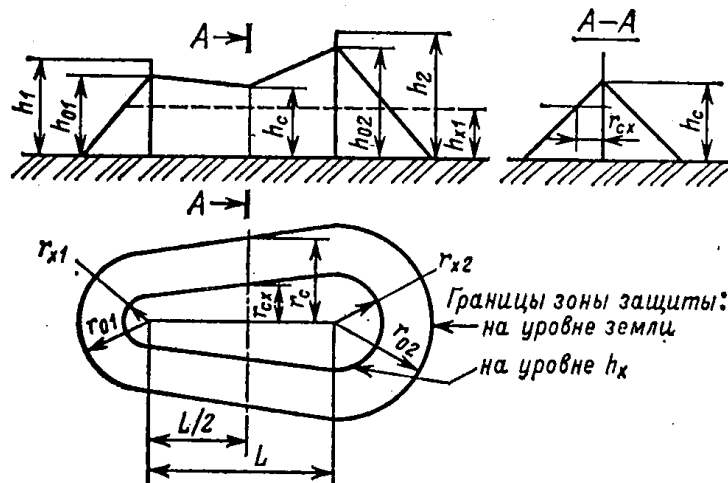


Рис. 9.3. Зона защиты двухстержневых молниеотводов разной высоты

Если не менее 150 м, применяются молниеотводы разной высоты h_1 и h_2 то зона защиты имеет вид, представленный

на рис. 9.3. Торцевые области зоны защиты определяются как и для равновысоких молниеотводов по формулам (9.2) и (9.3).

Параметры h_{c1} и h_{c2} определяют по (9.4) и (9.6), а параметры r_c , h_c и r_{cx} – из следующих выражений:

$$r_c = \frac{r_{01} + r_{02}}{2}; \quad h_c = \frac{h_{c1} + h_{c2}}{2}; \quad r_{cx} = r_c \frac{h_c - h_x}{h_c}. \quad (9.8)$$

В случае выполнения молниезащиты распределительных устройств несколькими молниеотводами стержневого типа зону защиты определяют как зону защиты попарно взятых соседних молниеотводов.

Условием защищенности всех объектов на высоте h_x с заданной степенью надежности, соответствующим зонам защиты А и Б, является выполнение неравенства $r_{cx} > 0$ для всех попарно взятых молниеотводов.

9.2. Заземление оборудования станций и подстанций. Расчет заземления ОРУ и ЗРУ систем с глухозаземленной и изолированной нейтралью

Защитные заземления являются составной частью большинства электроустановок и служат для обеспечения необходимого уровня электробезопасности в зоне обслуживания электроустановки и за ее пределами, для отвода в землю импульсных токов с молниеотводов и разрядников, для создания цепи при работе защиты от замыканий на землю и для стабилизации напряжения фаз электрических сетей относительно земли.

Наиболее жесткие требования к заземляющим устройствам предъявляются по условиям обеспечения электробезопасности, так как человеческий организм в наибольшей степени чувствителен к воздействию потенциалов, возникающих на изоляциях оборудования станций и подстанций.

Для заземления электроустановок различных назначений и различных напряжений на станциях и подстанциях, как правило, применяется одно общее заземляющее устройство. Сопротивление заземляющего устройства, используемого для различных назначений и различных напряжений, должно удовлетворять требованиям к заземлению того оборудования, для которого необходимо наименьшее сопротивление заземляющего устройства. Исходя из этого можно утверждать, что для заземления электрической станции сопротивление контура не должно превышать 0,5 Ом, т.к. на электростанции есть несколько распределительных устройств с различными сопротивлениями, но определяющим будет заземление распределительного устройства выше 1000 В с большим током замыкания на землю (РУ 110...220 кВ для связи с системой). Сопротивление этих РУ в любое время года должно быть не более 0,5 Ом.

В курсовом проекте студент должен рассчитать заземление того распределительного устройства, которое ему дано для разработки, считая это РУ условно самостоятельным.

Расчет защитного заземления необходимо выполнять, ориентируясь на примеры расчетов. Удельным сопротивлением грунта можно задаваться произвольно с учетом табл.9.1.

Таблица 9.1

Удельное сопротивление грунтов

Грунт	Удельное сопротивление, Ом · м	Грунт	Удельное сопротивление, Ом · м
Песок	400...1000	Торф	20
Супесок	150...400	Чернозем	10...50
Суглинок	40...150	Мергель, известняк	1000...2000
Садовая земля	40	Скальный грунт	2000...4000

Среди распределительных устройств станций возможны два характерных: РУ сетей с незаземленной или резонансно-заземленной нейтралью и РУ с эффективно заземленной нейтралью.

Заземляющие устройства электроустановок с незаземленной или резонансно-заземленной нейтралью выполняют в виде прямоугольника из горизонтальных и вертикальных заземлителей. Расчет таких заземлений можно вести методом коэффициентов использования, считая грунт однородным по глубине.

К таким установкам относятся РУ 6...35 кВ, имеющие согласно [15] в любое время года сопротивление

$$R_3 \leq \frac{250}{I}, \quad (9.9)$$

если РУ используется одновременно и для электроустановок до 1000 В (РУ генераторного напряжения).

Если РУ используется только для электроустановок выше 1000 В (например РУ 35 кВ), то

$$R_3 \leq \frac{125}{I}, \quad (9.10)$$

где I – расчетный ток замыкания на землю.

Для сетей 6-10-35 кВ с изолированной нейтралью, выполненных кабелем,

$$I = \frac{U l_{\Sigma}}{10}, \quad (9.11)$$

где U – напряжение сети, кВ; l_{Σ} – суммарная длина всех сетей данного напряжения, км.

Длину одной линии 6 кВ можно принять в 5 км, при 10 кВ – 10 км, при 35 кВ – 30 км.

Значение R_3 не должно превышать 10 Ом при мощности источника питания до 100 кВА и 4 Ом при большей мощности.

Расчет заземления производится в такой последовательности:

1. Определяется расчетный ток замыкания на землю и сопротивление R_3 .

2. Определяются сопротивления естественных заземлителей.

В качестве естественных заземлителей может использоваться система трос-опоры, металлические оболочки кабелей, металлические трубопроводы, за исключением трубопроводов горючих жидкостей и газов, и рельсы подъездных путей.

Сопротивление системы трос-опоры, Ом, определяется по формуле

$$R_{el}' = \sqrt{R_{оп} + Z_{тр}}, \quad (9.12)$$

где $R_{оп}$ – сопротивление заземления одной опоры; $Z_{тр}$ – сопротивление троса в одном пролете.

Сопротивление R_{el}' можно принять равным 2,5...3,0 Ом. Сопротивление оболочек кабелей, Ом, определяется по формуле

$$R_e'' = 0,01\rho R', \quad (9.13)$$

где ρ – удельное сопротивление земли; R' – сопротивление растеканию тока оболочки кабеля в грунте с сопротивлением $\rho = 100$ Ом м; R'' можно принять равным 2...3 Ом.

Сопротивление неизолированного металлического трубопровода, Ом, определяется как

$$R_e''' = 0,32\rho \frac{\ln(l_m / \sqrt{td})}{l_m}, \quad (9.14)$$

где l_m – длина трубопровода; d – наружный диаметр трубопровода; t – глубина заложения; ρ – удельное сопротивление земли; R''' – можно считать равным 2-4 Ом.

Сопротивление рельсовых железнодорожных путей R_e'''' можно принять равным 2,5-3,0 Ом.

Зная все естественные заземлители, на станции определяют сопротивление R_e как

$$\frac{1}{R_e} = \frac{1}{R_e'} + \frac{1}{R_e''} + \frac{1}{R_e'''} + \frac{1}{R_e''''}. \quad (9.15)$$

Если $R_e \leq R_3$, то вертикальных заземлителей не требуется, на территории прокладывается горизонтальный заземлитель (обычно полоса по периметру ограды или периметру здания с некоторым удалением от стен на 1...2 м). Горизонтальный заземлитель должен соединяться с естественными не менее чем в двух точках.

Если $R_e > R_3$, то необходимо сооружение искусственных заземлителей с сопротивлением

$$R_{иск} = \frac{R_e R_3}{R_e - R_3}. \quad (9.16)$$

В качестве искусственных заземлителей применяют вертикальные стержни 3...5 м, диаметром 12...20 мм и горизонтальные стальные полосы 40 × 4 мм.

3. Находится расчетное удельное сопротивление грунта

$$\rho_{расч} = K_c \rho, \quad (9.17)$$

где K_c – коэффициент сезонности, учитывающий промерзание и просыхание грунта. K_c для вертикальных электродов в 3...5 м равен 1,45...1,15, для горизонтальных электродов длиной 10...15 м – 3,5...2,0.

4. Устанавливается предварительная конфигурация заземления. При этом расстояние между вертикальными заземлителями принимается не менее их длины.

5. Определяется сопротивление горизонтальных заземлителей, Ом;

$$r_{гор} = \frac{0,366 \rho_{расч}}{l} \lg \frac{2l^2}{\epsilon t}, \quad (9.18)$$

где l – длина полосы, м; ϵ – ширина полосы или ширина полки уголка, м; $\rho_{расч}$ – расчетное сопротивление земли (9.17).

Сопротивление горизонтальной полосы с учетом коэффициента использования

$$R_{гор} = \frac{r_{г.ф}}{\xi_{гор}} \quad (9.19)$$

где $\xi_{гор}$ – коэффициент использования (приводится в табл. 9.2).

Отношение расстояния между вертикальными заземлителями к их длине	Коэффициент использования $\xi_{гор}$						
	Число вертикальных заземлителей						
	4	6	8	10	20	30	50
1	0,45	0,4	0,36	0,34	0,27	0,24	0,21
2	0,55	0,48	0,43	0,4	0,32	0,3	0,28
3	0,7	0,64	0,6	0,56	0,45	0,41	0,37

6. Если $R_{гор} \leq R_{иск}$, то вертикальных заземлителей не требуется.

Если $R_{гор} > R_{иск}$, то следует предусмотреть вертикальные заземлители с сопротивлением

$$R_B \leq \frac{R_{гор} R_{иск}}{R_{гор} - R_{иск}}. \quad (9.19)$$

7. Сопротивление, Ом, одного вертикального стержня равно

$$r_B = \frac{0,366 \rho_{рас}}{l} \left(\lg \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4t+l}{4t-l} \right), \quad (9.20)$$

где l – длина стержня, м; d – диаметр стержня или ширина полки для угловой стали, м; t – глубина заложения стержней, равная расстоянию от поверхности земли до середины заземлителя, м.

8. Число вертикальных заземлителей определяют по формуле

$$n_B = \frac{r_B}{R_B \xi_{верт}}, \quad (9.21)$$

где $\xi_{верт}$ – коэффициент использования вертикальных заземлителей из табл. 9.3.

Таблица 9.3

Коэффициенты использования вертикальных заземлителей

Отношение расстояния между вертикальными заземлителями к их длине	Коэффициент использования $\xi_{верт}$					
	Число вертикальных заземлителей					
	4	6	10	20	40	60
1	0,45	0,4	0,36	0,34	0,27	0,24
2	0,55	0,48	0,43	0,4	0,32	0,3
3	0,7	0,64	0,6	0,56	0,45	0,41

Найдя число вертикальных заземлителей, уточняют конфигурацию контура заземления распределительного устройства с изолированной нейтралью 6...35 кВ.

Для распределительных устройств систем с эффективно заземленной нейтралью согласно ПУЭ нормируется сопротивление $R_3 \leq 0,5$ Ом или допустимое напряжение прикосновения.

Расчет по допустимому сопротивлению $R_3 \leq 0,5$ Ом для электрических станций, имеющих различные естественные заземлители, приемлем, и методика такого расчета приведена выше. Однако расчет заземления по допустимому сопротивлению для отдельных РУ подстанций, не имеющих естественных заземлителей, приводит к перерасходу металла и увеличению трудозатрат при сооружении заземлений, особенно при грунтах с большими значениями удельного сопротивления грунта.

Опасность поражения человека зависит от тока и длительности его протекания через тело. Зная нормы допустимого тока и длительность его воздействия, можно определить наибольшее допустимое напряжение прикосновения. При определении допустимой величины напряжения прикосновения принято сопротивление тела человека протекающему току $R_4 = 1000$ Ом и удельное сопротивление верхнего слоя земли $\rho_{в.с} = 1000$ Ом м.

Длительность воздействия, с	0,1	0,2	0,5	0,7	1,0
Допустимый ток, мА	500	250	100	75	65
Наибольшее допустимое напряжение прикосновения, В	500	400	200	130	100

Длительность воздействия напряжения прикосновения на тело человека определяется суммированием времени действия релейной защиты $t_{рз}$ и времени отключения выключателя $t_{отк.в}$. Обычно $t_{рз} = 0,02$ с. При определении времени отключения выключателя можно ориентироваться на выключатель быстродействующий $t_{отк} = 0,08$ с или ускоренного действия $t_{отк} = 0,12$ с.

Заземляющее устройство для распределительных устройств 110 кВ и выше выполняется из вертикальных заземлителей, соединительных полос и выравнивающих полос, создающих заземляющую сетку по всей площади контура заземления. Выравнивающие

полосы образуют заземляющую сетку с переменным шагом, увеличивающимся от периферии к центру: 4,0; 5,0; 6,0; 7,5; 9,0; 11,0; 13,5; 16,0; и 20,0 м. Размеры ячеек сетки, примыкающей к местам присоединения к заземляющему устройству нейтралей силовых трансформаторов и короткозамыкателей, не должны превышать 6×6 м. Максимальный размер ячейки заземляющей сетки не должен превышать 30 м.

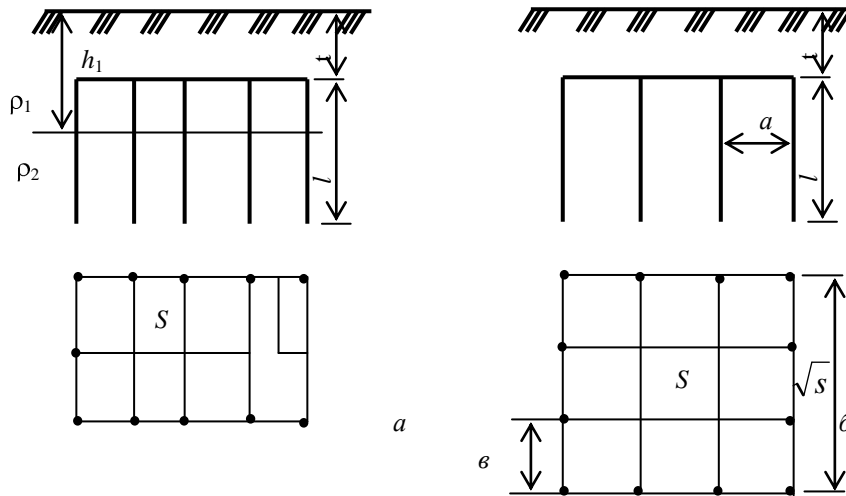


Рис. 9.4. К расчету сложных заземлителей:
а – реальный контур заземления; *б* – расчетная модель

Упрощенный метод заземления установок 110 кВ и выше предполагает замену сложного контура на расчетную модель (рис. 9.4) с теми же значениями площади S . Реальный многослойный грунт при этом представляется двухслойным: верхний – толщиной h с удельным сопротивлением ρ_1 , нижний – удельным сопротивлением ρ_2 .

Расчет производится в следующем порядке:

1. Зная наибольшее допустимое напряжение прикосновения, определяем напряжением на заземлителе:

$$U_3 = \frac{U_{\text{пр.доп}}}{K_n}, \quad (9.22)$$

где K_n – коэффициент напряжения прикосновения.

Он определяется по формуле

$$K_n = \frac{M\beta}{\left(\frac{l_v L_r}{a\sqrt{S}}\right)^{0,45}} \quad (9.23)$$

где l_v – длина вертикального заземлителя, м; L_r – длина горизонтальных заземлителей, м; a – расстояние между вертикальными заземлителями, м; S – площадь контура заземления, м^2 ; M – параметр, зависящий от соотношения ρ_1/ρ_2 следующим образом:

ρ_1/ρ_2	0,5	1	2	3	4	5	6	7	8	9
M	0,36	0,5	0,62	0,69	0,72	0,75	0,77	0,79	0,8	0,82

β – коэффициент, определяемый по сопротивлению тела человека R_q и сопротивлению растекания тока от ступней R_c

$$\beta = \frac{R_q}{R_q + R_c}. \quad (9.24)$$

В расчетах принимают $R_q = 1000$ Ом; $R_c = 1,5 \rho_{в.с}$; $\rho_{в.с} = 1000$ Ом · м.

2. Так как $U_3 = I_3 R_3$, то сопротивление заземляющего устройства должно быть, Ом

$$R_{3,\text{доп}} \leq \frac{U_3}{I_3}, \quad (9.25)$$

где I_3 – ток, стекающий с заземлителя проектируемого контура заземления при однофазном КЗ внутри контура или вне его. Как показано в [10], ток однофазного КЗ в эффективно заземленных сетях соизмерим с токами трехфазного КЗ и, если не принять специальных мер, они могут при КЗ оказаться выше токов трехфазного КЗ. Можно считать при расчете заземления $I_3 = I_{п.о.}^{(3)}$.

3. Определяем общее сопротивление естественных заземлителей, Ом по (6.8).

Если $R_e < R_{з,доп}$, то сооружается только сетка из горизонтальных полос, если $R_e > R_{з,доп}$, то необходимо сооружение искусственного заземлителя, сопротивление которого определяется по (6.9).

4. Находим общее сопротивление сложного контура, преобразованного в расчетную модель, Ом:

$$R_3 = A \frac{\rho_3}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_3}{L_{г\phi} + L_b}, \quad (9.26)$$

где

$$A = \left(0,444 - 0,84 \frac{l_b t}{\sqrt{S}} \right) \text{ при } 0 \leq \frac{l_b + t}{\sqrt{S}} \leq 0,1;$$

$$A = \left(0,385 - 0,25 \frac{l_b t}{\sqrt{S}} \right) \text{ при } 0,1 \leq \frac{l_b + t}{\sqrt{S}} \leq 0,5,$$

где ρ_3 – эквивалентное удельное сопротивление земли, Ом · м (табл. 9.4); L_b – общая длина вертикальных стержней, м, $L_b = l_b n_b$; $L_{гор}$ – общая длина горизонтальных полос, м.

Полученное значение R_3 должно быть меньше $R_{з,доп}$ или $R_{иск}$.

Если сопротивление превышает требуемое значение, то необходимо увеличение площади S , длины $L_{г}$, числа вертикальных стержней и их длины. Эффективной мерой уменьшения опасности прикосновения является подсыпка гравия или щебня слоем 0,1...0,2 м у рабочих мест. Удельное сопротивление верхнего слоя возрастает до 5 000...10 000 Ом · м, что снижает ток через человека, т.к. возрастает сопротивление растеканию тока со ступней R_c . Уменьшается коэффициент β и увеличивается допустимое сопротивление заземляющего устройства.

Таблица 9.4

Относительное эквивалентное удельное сопротивление земли для сеток с вертикальным заземлителем

ρ_1/ρ_2	a/l_b	Относительная толщина слоя						
		0,025	0,05	0,1	0,2	0,4	0,8	0,95
1	1-4	1	1	1	1	1	1	1
2	1	1,02	1,03	1,05	1,10	1,13	1,30	1,40
	2	1,03	1,07	1,10	1,13	1,15	1,32	1,50
	4	1,05	1,17	1,13	1,15	1,20	1,38	1,60
5	1	1,05	1,10	1,15	1,22	1,35	1,86	2,40
	2	1,22	1,26	1,35	1,43	1,54	2,12	2,70
	4	1,33	1,41	1,50	1,65	1,83	2,60	3,50
10	1	1,10	1,20	1,28	1,38	1,62	2,50	3,70
	2	1,30	1,40	1,50	1,60	1,80	2,75	5,50
	4	1,52	1,70	1,88	2,08	2,33	3,52	6,00
0,125	0,5-4,0	0,95	0,90	0,80	0,70	0,62	0,54	0,52
0,250	0,5-4,0	0,97	0,93	0,85	0,78	0,71	0,65	0,64
0,500	0,5-4,0	0,99	0,96	0,92	0,88	0,83	0,79	0,77

Сопротивление контура заземления с $R_3 \leq 0,5$ Ом может быть рассчитано по упрощенной методике с помощью ЭВМ.

4.3. Лабораторные работы

<i>№ п/п</i>	<i>Номер раздела дисциплины</i>	<i>Наименование лабораторной работы</i>	<i>Объем (час.)</i>	<i>Вид занятия в интерактивной, активной, инновационной формах, (час.)</i>
1	3.	Изучение конструкций выключателей в РУ 6-10 кВ промышленных предприятий	1	-
2		Измерительные трансформаторы тока	1	-
3		Определение погрешности трансформаторы тока	1	-
4		Измерительные трансформаторы напряжения	1	-
5		Определение погрешности трансформаторы напряжения	1	-
6	6.	Ревизия ячейки КРУН	0,5	-
7		Схемы электрических соединений с защитой каждой цепи одним выключателем	0,5	-
8		Схемы электрических соединений с защитой каждой цепи несколькими выключателями	0,5	-
9		Схемы электрических соединений подстанций упрощенные на стороне высокого напряжения	0,5	-
10		Оперативные переключения в электрической схеме ТЭЦ	0,5	-
11		Производство работ по наряду	0,5	-
ИТОГО			8	-

4.4. Практические занятия

<i>№ п/п</i>	<i>Номер раздела дисциплины</i>	<i>Наименование тем практических занятий</i>	<i>Объем (час.)</i>	<i>Вид занятия в интерактивной, активной, инновационной формах, (час.)</i>
1	4.	Определение расчетной мощности для выбора трансформатора трансформаторов связи с системой	2	-
2		Построение графиков нагрузки трансформаторов	1	-
3	5.	Определение коэффициента нагрузки и выбор трансформаторов связи	1	-
4		Выбор схем распределительных устройств ТЭЦ	1	-
5	6.	Выбор реакторов, трансформаторов собственных нужд, генераторов	1	-
6	8.	Технико-экономическое сравнение вариантов схемы ТЭЦ	1	-
7	9.	Расчет токов короткого замыкания.	1	-
8		Выбор аппаратов и токоведущих частей РУ станций	1	-
9		Расчет защитного заземления.	1	-
ИТОГО			10	-

4.5. Контрольные мероприятия: курсовой проект

Цель: приобретение навыков проектирования силовой электрической схемы станции, отвечающей в полной мере требованиям сложности и имеющей связь с электрической системой района размещения. Такой станцией является тепловая станция типа ТЭЦ, работающая параллельно с системой.

Основная тематика: проектирование, расчёт параметров.

Рекомендуемый объём: 40÷50 страниц машинописного текста в пояснительной записке и два листа графического материала формата А1.

Выдача задания, прием и защита КП проводится в соответствии с календарным учебным графиком.

Оценка	Критерии оценки курсового проекта
отлично	<p>КП соответствует предъявляемым требованиям, в процессе проектирования полностью решены все поставленные задачи, текст пояснительной записки не содержит прямых заимствований, присутствуют ссылки на источники, графический материал выполнен с учетом требований ГОСТ и ЕСКД на схемные решения и изображения силовых аппаратов в распределительных установках тепловой электрической станции.</p> <p>При защите обучающийся демонстрирует абсолютное:</p> <ul style="list-style-type: none">- умение кратко, четко и технически грамотно излагать содержание КП;- умение обосновать выбранный вариант технологии, алгоритма и т.д.;- владение теоретическим материалом по предмету КП;- владение терминологическим и лексическим аппаратом. <p>- отвечает на все вопросы преподавателя, причем не только по тематике данного КП, но и по всему курсу дисциплины</p>
хорошо	<p>КП соответствует предъявляемым требованиям, в процессе проектирования поставленные задачи решены с незначительными ошибками, текст пояснительной записки не содержит прямых заимствований, ссылки на источники присутствуют выборочно. Графический материал выполнен с учетом требований ГОСТ и ЕСКД на схемные решения и изображения силовых аппаратов в распределительных установках тепловой электрической станции.</p> <p>При защите обучающийся демонстрирует достаточное:</p> <ul style="list-style-type: none">- умение кратко, четко и технически грамотно излагать содержание КП;- умение обосновать выбранный вариант технологии, алгоритма и т.д.;- владение теоретическим материалом по предмету КП;- владение терминологическим и лексическим аппаратом. <p>Обучающийся отвечает на вопросы преподавателя только по тематике КП.</p>
удовлетворительно	<p>КП соответствует предъявляемым требованиям, в процессе проектирования поставленные задачи решены частично, текст пояснительной записки содержит большой объем заимствований, отсутствуют ссылки на источники. Графический материал выполнен с учетом требований ГОСТ и ЕСКД. Проект принят после исправлений отступлений.</p> <p>При защите обучающийся:</p> <ul style="list-style-type: none">- частично может изложить содержание КП и обосновать выбранный вариант технологии, алгоритма и т.д.;- слабо владеет теоретическим материалом по предмету КП, а также терминологическим и лексическим аппаратом.

	Обучающийся выборочно отвечает на вопросы преподавателя по тематике КП.
неудовлетворительно	<p>КП не соответствует предъявляемым требованиям, задачи проектирования не решены, в материалах имеются недопустимые прямые заимствования из других источников (то есть обучающийся выполнил КП не самостоятельно). Графический материал отсутствует.</p> <p>Обучающийся не может обосновать принятые решения, информационное обеспечение какой-либо предметной области разработано абсолютно неверно.</p> <p>Обучающийся не отвечает даже на наводящие вопросы преподавателя по тематике КП.</p>

5. МАТРИЦА СООТНЕСЕНИЯ РАЗДЕЛОВ УЧЕБНОЙ ДИСЦИПЛИНЫ К ФОРМИРУЕМЫМ В НИХ КОМПЕТЕНЦИЯМ И ОЦЕНКЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ОСВОЕНИЯ ДИСЦИПЛИНЫ

<i>№, наименование разделов дисциплины</i>	<i>Компетенции</i>	<i>Кол-во часов</i>	<i>Компетенции</i>							<i>Σ комп.</i>	<i>t_{ср} час</i>	<i>Вид учебных занятий</i>	<i>Оценка результатов</i>	
			<i>ОПК</i>	<i>ПК</i>										
				<i>2</i>	<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>					<i>7</i>
1		2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
1. Электростанции и подстанции как элементы энергосистемы. Основные типы электростанций и подстанций, их характерные особенности.		25,5	-	+	+	+	+	+	+	6	4,25	Лк, СР	экзамен,	
2. Проводники и электрические аппараты, используемые на электростанциях и подстанциях. Термическая и электродинамическая стойкость проводников и электрических аппаратов.		25	+	+	+	+	+	+	+	7	3,6	Лк, СР	экзамен	
3. Дугогасительные устройства электрических аппаратов переменного и постоянного тока. Основные параметры и эксплуатационные характеристики современных выключателей, разъединителей и других электрических аппаратов и проводников, их проверка по условиям короткого замыкания.		26	-	+	+	+	+	+	+	6	4,3	Лк, ЛР, СР	экзамен	
4. Синхронные генераторы и компенсаторы. Основные эксплуатационные характеристики. Способы включения в сеть. Современные системы возбуждения.		28,5	+	+	+	+	+	+	+	7	4,1	Лк, СР, ПЗ, КП	зачет	
5. Силовые трансформаторы и автотрансформаторы. Системы охлаждения. Допустимые систематические нагрузки и аварийные перегрузки. Особенности режимов автотрансформаторов.		27,5	+	+	+	+	+	+	+	7	3,9	ПЗ, Лк, СР, КП	зачет	
6. Электрические схемы станций и подстанций. Переключения в распределительных устройствах		26,5	-	+	+	+	+	+	+	6	4,4	ПЗ, Лк, СР, КП, ЛР	зачет	
7. Схемы оперативного типа электрических станций и подстанций. Выбор аккумуляторной батареи.		25,5	-	+	+	+	+	+	+	6	4,25	Лк, СР, КП	зачет	
8. Конструкции распределительных устройств. Требования к распределительным устройствам.		26,5	-	+	+	+	+	+	+	6	4,4	ПЗ, Лк, СР, КП	зачет	
9. Обеспечение электробезопасности в распределительных устройствах станций и подстанций. Молниезащита. Заземление электрооборудования в распределительных устройствах разных типов станций и подстанций.		32	-	+	+	+	+	+	+	6	5,3	ПЗ, Лк, СР, КП	зачет	
всего часов		243	11,6	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	7	34,7			

6. ПЕРЕЧЕНЬ УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ДЛЯ САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ ОБУЧАЮЩИХСЯ ПО ДИСЦИПЛИНЕ

1. Емцев А.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. Проектирование электрической части ТЭЦ: учебн. пособие./ А.Н. Емцев.– Братск. ГОУ ВПО «БрГУ», 2007 – 169 с.
2. Емцев А. Н. Изображение и обозначение элементов электрических схем: методические указания к выполнению дипломного проекта/ А.Н. Емцев, В.А.Попик. – Братск: БрГУ, 2011.- 60с.

7. ПЕРЕЧЕНЬ ОСНОВНОЙ И ДОПОЛНИТЕЛЬНОЙ ЛИТЕРАТУРЫ, НЕОБХОДИМОЙ ДЛЯ ОСВОЕНИЯ ДИСЦИПЛИНЫ

№	Наименование издания	Вид занятия (Лк, ЛР, ПЗ, КП)	Количество экземпляров в библиотеке, шт.	Обеспеченность, (экз./ чел.)
1	2	3	4	5
Основная литература				
1.	Рожкова Л. Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций / Л.Д.Рожкова и др. – 5-е изд. стер. – Москва: Издательство центр «Академия», 2008. – 448 с.	Лк, ЛР, ПЗ	10	0,5
2.	Яковлев В. В. Прикладная механика. Механический расчет конструкций высоковольтных воздушных линий и распределительных устройств подстанций 35 – 330 кВ. уч.пос./ В.В.Яковлев, А.Н. Емцев, Н.А.Карпова. – Братск.: Изд-во БрГУ, 2013 – 132 с.	Лк, ПЗ, КП	88	1
3.	Емцев А.Н. Аппараты и схемы электрической части станций и подстанций: учебн. пособие/ А.Н. Емцев, В.А. Фадеев. – Братск: Изд-во БрГУ, 2014. – 240 с.	ЛР, ПЗ	49	1
4.	Балаков Ю. Н. Проектирование схем электроустановок: учебное пособие/ Ю.Н. Балаков и др. – 3-е стер. – Москва: Изд. дом МЭИ, – 2009, 288 с.	Лк, ПЗ	10	0,5
5.	Шумаков Н.М. Выключатели распределительных устройств ТЭЦ: учебн. пособие/ Шумаков Н.М., Емцев А.Н. – Братск: изд-во БрГУ, 2012 –130 с.	ПЗ	84	1
6.	Емцев А.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. Проектирование электрической части ТЭЦ: учебн. пособие/А.Н. Емцев – Братск. ГОУ ВПО «БрГУ», 2007 – 169 с.	ПЗ, КП	116	1
Дополнительная литература				
7.	Бурман А.П. Управление потоками электроэнергии и повышение эффективности электроэнергетических систем/ А.П. Бурман, Ю.К. Розанов, Ю.Г. Шакарян. – Москва: Издательский дом МЭИ, 2012. – 336с.	Лк	5	0,3
8.	Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. Госэнергонадзор Минэнерго России. – Москва: ЗАО «Энергосервис», 2003. – 392 с.	ПЗ	7	0,4
9.	Правила устройства электроустановок. – СПб.: Деан, 2001 – 926 с.	Лк	20	1

10.	Электрическая часть станций и подстанций./ Под ред. А.А. Васильева. – Москва: Энергоатомиздат, 1990. – 575 с.	Лк	37	1
11.	Емцев А. Н. Изображение и обозначение элементов электрических схем: методические указания к выполнению дипломного проекта/ А.Н. Емцев, В.А.Попик. – Братск: БрГУ, 2011.- 60с.	ПЗ	218	1
12.	Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций (справочный материал)/ Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. 4-е изд. пер. и допол. – Москва: Энергоатомиздат, – 1989- 608 с.	ПЗ	92	1
13.	Электрическая часть электростанций./ Под ред. С.В. Усова. – Москва: Энергия, - 1978- 556 с.	Лк	144	1
14.	Гук Ю.Б. Проектирование электрической части станций и подстанций: учебн. пособие/Ю.Б.Гук – Л.: Энергоатомиздат, - 1985. - 312 с.	ПЗ	120	1
15.	Лисовский Г.С., Хейфиц М.Э. Главные схемы и электрическое оборудование подстанций 35-750 кВ/ Г.С. Лисовский, М.Э Хейфиц. -2-е изд. – Москва: Энергия, – 1977- 464 с.	ПЗ	18	1
16.	Справочник по электроснабжению и электрооборудованию. В 2-х томах./ Под общей редакцией А.А. Федорова. Т2. Электрооборудование. – Москва: Энергоатомиздат, – 1987.- 592 с.	ПЗ	8	0,4
17.	Ополева Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения: учебн. пособие/ Г.Н.Ополева – Москва: Форум, 2010 – 480 с.	Лк, ПЗ	40	1

8. ПЕРЕЧЕНЬ РЕСУРСОВ ИНФОРМАЦИОННО - ТЕЛЕКОММУНИКАЦИОННОЙ СЕТИ «ИНТЕРНЕТ» НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ОСВОЕНИЯ ДИСЦИПЛИНЫ

1. Электронный каталог библиотеки БрГУ

http://irbis.brstu.ru/CGI/irbis64r_15/cgiirbis_64.exe?LNG=&C21COM=F&I21DBN=BOOK&P21DBN=BOOK&S21CNR=&Z21ID=.

2. Электронная библиотека БрГУ

<http://ecat.brstu.ru/catalog> .

3. Электронно-библиотечная система «Университетская библиотека online»

<http://biblioclub.ru> .

4. Электронно-библиотечная система «Издательство «Лань»

<http://e.lanbook.com> .

5. Информационная система "Единое окно доступа к образовательным ресурсам"

<http://window.edu.ru> .

6. Научная электронная библиотека eLIBRARY.RU <http://elibrary.ru> .

7. Университетская информационная система РОССИЯ (УИС РОССИЯ)

<https://uisrussia.msu.ru/> .

8. Национальная электронная библиотека НЭБ

<http://xn--90ax2c.xn--p1ai/how-to-search/> .

9. МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ДЛЯ ОБУЧАЮЩИХСЯ ПО ОСВОЕНИЮ ДИСЦИПЛИНЫ

Освоение данной дисциплины предполагает, помимо посещения лекционных, лабораторных и практических занятий, выполнение курсового проекта и активную самостоятельную работу.

Самостоятельная работа обучающихся включает: проработку лекционного материала по конспектам, учебной и технической литературе; подготовку к лабораторным и практическим занятиям с предварительным прорабатыванием рекомендованной литературы.

Литература, имеющаяся в библиотеке, позволяет качественно подготовиться к занятиям. При работе в библиотеке важно комплексно подходить к рассмотрению вопросов, изучая все материалы, рекомендованные преподавателем.

9.1. Методические указания для обучающихся по выполнению лабораторных работ/практических работ

Лабораторная работа №1

Изучение конструкций выключателей в РУ 6-10 кВ промышленных предприятий

Цель работы: Изучить конструкции и принцип работы выключателей ВН-10, ВМГ-133, ВМП-10, ВВТЭ -10, ВБУ-10

Задание:

1. Изучить конструкцию малообъемных выключателей ВМГ-133 ВМП-10 и вакуумного выключателя ВВТЭ-10.
2. Изучить размещение указанных выключателей в ячейках типа КСО и КРУ. Отметить достоинства и недостатки ячеек.
3. Рассмотреть конструкции и технические особенности приводов выключателей ПЭ-10 и ППМ-10.
4. Изучить плакаты, показывающие способы регулировки выключателей ВМГ-133, ВМГ-10 и ВМП-10 на одновременность замыкания контактов. Отрегулировать одновременность замыкания силовых контактов у выключателя ВМГ-133.
5. Рассмотреть положения выключателя ВМП-10 в ячейке КРУ (рабочее, испытательное, ремонтное).

Форма отчетности:

1. Описать область использования выключателя (по заданию преподавателя). Отразить его особенности, достоинства, недостатки.
2. Представить и описать способ регулировки выключателя.
3. Ответить на контрольные вопросы.

Задания для самостоятельной работы:

1. Проработать лекционный материал раздела 3.

Рекомендации по выполнению заданий и подготовке к лабораторной работе

Прежде, чем приступать к выполнению данной лабораторной работе необходимо изучить третий раздел лекционного материала.

Основная литература

1. Рожкова Л.Д. и др. Электрооборудование электрических станций и подстанций. – 5-е изд. стер. – Москва: Издательство центр «Академия», 2008. – 448 с.
2. Емцев А.Н., Фадеев В.А. Аппараты и схемы электрической части станций и подстанций: уч. пособие – Братск: Изд-во БрГУ, 2014. – 240 с.

Контрольные вопросы для самопроверки

1. Имеется ли различие в работе выключателей при гашении дуги малых токов и при гашении дуги больших токов?
2. Для каких целей служит масло в выключателе ВМГ-133, ВМП-10К, ВМБ-10?
3. Какие силы должен преодолеть привод при включении выключателя?
4. Для какой цели делают регулировку на одновременность включения всех фаз?
5. К чему приводит повышение или понижение уровня масла в выключателе?
6. Влияет ли загрязнение масла на электрические и дугогасительные свойства?

7. Для каких целей служит дополнительная воздушная камера в выключателях ВМГ-133, ВМП-10?
8. Влияет ли на процесс гашения дуги шариковый клапан?
9. Какое дутье применено в дугогасительных устройствах выключателей ВМП-10, ВМГ-133, ВМБ-10?
10. С помощью чего осуществляется изоляция между контактами выключателя в отключенном положении?
11. Можно ли включать автогазовый выключатель на КЗ?
12. Можно ли использовать автогазовый выключатель как разъединитель?
13. Что является основным элементом вакуумного выключателя?
14. В чем достоинства и недостатки вакуумных выключателей?

Лабораторная работа №2

Измерительные трансформаторы тока

Цель работы: Изучить конструкции трансформаторов тока, применяемых в электроустановках 6-10 кВ, и провести испытание одного из них; ознакомиться по плакатам с конструкциями трансформаторов тока, применяемых в РУ 35, 110, 220 кВ

Задание:

1. Ознакомиться с оборудованием и приборами, необходимыми для работы.
2. Составить и собрать схему и определить опытным путем соответствие обозначения выводов вторичных обмоток трансформатора тока принятому обозначению выводов первичной обмотки.
3. Составить и собрать схему и построить по данным измерения кривые намагничивания сердечников трансформаторов тока.
4. Измерить коэффициент трансформации трансформатора тока.
5. Измерить сопротивления изоляции обмоток относительно земли и друг друга.

Порядок выполнения:

Прежде чем приступить к выполнению работы, необходимо изучить стенд для испытания трансформаторов тока. Электрическая схема стенда представлена на рис. [4 раздел 7] .

Стенд включает:

- лабораторный автотрансформатор T_1 для регулирования прогрузочного тока;
- трансформатор тока T_2 , используемый в качестве источника прогрузочного тока;
- вспомогательный трансформатор тока TA и амперметр PA_1 для контроля тока в пределах 0...500 А;
- выключатель S стенда;
- автоматический выключатель SF для защиты схемы от КЗ и перегрузок;
- индикаторную лампу HL ;
- понижающий трансформатор T_3 , выпрямительный мост B , резистор R – для получения выпрямленного напряжения 5 вольт;
- кнопку SB для коммутации выпрямленного напряжения.

Кроме того, на лицевой панели стенда установлены амперметр PA_2 для контроля вторичного тока проверяемого трансформатора и гальванометр для определения его однополярных выводов.

Работа на лабораторном стенде связана с повышенной опасностью. На лицевой панели стенда расположены клеммы, соединенные с сетью 220 В, в то время как его металлический корпус занулен. При измерении коэффициента трансформации (по пункту 4 содержания работы), при разомкнутой вторичной обмотке трансформатора тока, на выводах вторичной обмотки может быть наведено напряжение свыше 1 кВ. Поэтому при работе на стенде студенты должны соблюдать особую осторожность и все испытания производить только в присутствии преподавателя.

При измерении изоляции обмоток трансформатора тока мегаомметром подавать испытательное напряжение на обмотки можно только тогда, когда клеммы мегаомметра будут соединены с объектом испытания болтовым соединителем, а не удерживаться руками студента.

Полярность выводов трансформатора тока определяется с помощью гальванометра в соответствии со схемой. Данная проверка осуществляется при монтаже трансформатора тока или в случае отсутствия обозначения выводов на трансформаторе. В случае правильной маркировки выводов стрелка гальванометра при нажатии кнопки отклонится вправо, при отпуске – влево. Отклонения будут противоположными при неправильной маркировке или неверно собранной схеме.

Кривые намагничивания трансформатора тока строят для каждого сердечника трансформатора. Точки характеристики снимают по схеме рис. Ток намагничивания изменяется в пределах от 0 до 5 А с интервалом 0,5 А, измеренное значение напряжения заносят в табл.

Форма таблицы 3.3

Ток намагничивания I_2	0	0,5	1	1,5	2	2,5	3	3,5	4	4,5	5
Напряжение на обмотке класса 0,5											
Напряжение на обмотке класса Р											

По результатам измерения строят кривые намагничивания $U = f(I)$. По виду кривой делают заключение о наличии закороченных витков во вторичных обмотках трансформатора тока. Об отсутствии закороченных витков говорит «классическая» кривая намагничивания. Если же в полученной кривой имеют место отклонения от «классической» кривой, то это говорит о закороченных витках и возможных отклонениях в коэффициенте трансформации трансформатора тока.

Для определения коэффициента трансформации необходимо собрать схему, представленную на рис. [4 раздел 7]

На первичную обмотку испытуемого трансформатора подается ток, изменяемый в ходе опыта от 50 до 300 А с интервалом 50 А. Коэффициент трансформации определяется как отношение тока I_1 (по амперметру pA_1) к току I_2 (по амперметру pA_2):

$$K_{\text{тт}} = \frac{I_1}{I_2}.$$

Результаты измерений заносят в табл.

Форма таблицы 3.4

№ пп		I_1 (А)	I_2 (А)	$K_{\text{тт}}$	$K_{\text{тт ср.}}$
1		50			
2		100			
3		150			
4		200			
5		250			
6		300			
1	Обмотка класса Р	50			
2		100			
3		150			
4		200			
5		250			
6		300			

Значение $K_{\text{тт ср}}$ сравнивают со стандартным $K_{\text{тт}}$, для чего определяют отклонение в измерениях в %. Если отклонение $\delta_{\text{ктт}} > 5\%$, то делают заключение о непригодности трансформатора тока к эксплуатации в соответствующем распределительном устройстве:

$$\delta_{\text{ктт}} = \frac{|K_{\text{тт}} - K_{\text{тт ср}}|}{K_{\text{тт}}} \cdot 100.$$

При определении коэффициента трансформации по любой из двух обмоток трансформатора тока вторая вторичная обмотка должна быть обязательно закорочена.

При измерении сопротивления изоляции обмоток используют мегаомметр МС-05. При этом измеряют:

- 1) сопротивление изоляции первичной обмотки относительно земли или магнитопровода. Значения сопротивления не нормируют;
 - 2) сопротивление изоляции каждой из двух вторичных обмоток относительно земли. Сопротивление изоляции не должно быть ниже 4 МОм вместе с цепями вторичной коммутации;
 - 3) сопротивление изоляции между первичной и каждой из двух вторичных обмоток.
- Испытуемую изоляцию подключают между клеммами «Линия» и «Земля» мегаомметра. Номинальная скорость вращения рукоятки прибора – 2 об/с. Рукоятка должна вращаться равномерно, без рывков.
- По каждому пункту испытаний необходимо сделать отдельное заключение, а обобщающий вывод по трансформатору тока должен определить его пригодность или непригодность к эксплуатации в сетях с напряжением 6...10 кВ и соответствующим номинальным током присоединения.

Форма отчетности: представляется один отчет на бригаду исполнителей на формате А4 с оформлением титульного листа, с указанием названия работы, ее цели, выполнения со всеми расчетами, таблицами, схемами, выводами .

Задания для самостоятельной работы:

1. Изучить конструкции трансформаторов тока в сетях 6-10, 35-220 кВ.
2. Познакомиться с правилами проведения работ в цепях с трансформаторами тока.

Рекомендации по выполнению заданий и подготовке к лабораторной работе

Прежде, чем приступать к выполнению данной работы, необходимо изучить третий раздел лекционного материала.

Основная литература

1. Рожкова Л.Д. и др. Электрооборудование электрических станций и подстанций. – 5-е изд. стер. – Москва: Издательство центр «Академия», 2008. – 448 с.
2. Емцев А.Н., Фадеев В.А. Аппараты и схемы электрической части станций и подстанций: уч. пособие – Братск: Изд-во БрГУ, 2014. – 240 с.

Контрольные вопросы для самопроверки

1. В каком режиме работает трансформатор тока?
2. зачем необходимо закорачивать вторичную обмотку трансформатор тока перед размыканием вторичной цепи?
3. Как можно выявить у трансформатора тока замыкание витков вторичной обмотки?
4. Как скажется включение большого количества приборов во вторичную обмотку трансформатора тока?
5. О чем говорит повышение тока намагничивания?
6. На какие классы точности рассчитаны современные трансформаторы тока?

Лабораторная работа №3

Определение погрешности трансформатора тока


Цель работы: Ознакомиться с порядком определения погрешности трансформаторов тока.

Задание: Определить погрешность измерения тока с использованием стендов ЭА1-С-Р или ЭА2-С-Р . [4 раздел 7]

Перечень аппаратуры

Обозначение	Наименование	Тип	Параметры
G1	Однофазный источник питания	218	~ 220 В / 16 А
A1	Регулируемый автотрансформатор	318.1	~ 0...240 В / 2 А
A4	Однофазный трансформатор	372	120 ВА / 220/24 В
A6	Сдвоенный реактор	373	~ 220 В / 2×5 А / 0,005 Гн
A19	Трансформатор тока	403.1	1,0/1,0 А/ Ураб = ~ 660 В/ S _н = 5 ВА
A20	Реостат	323.3	20 Ом / 1,0 А
P1	Блок мультиметров	508.3	3 мультиметра ≡ 0...1000 В / ≡ 0...10 А / 0...20 МОм

Порядок выполнения:

1. Убедиться, что устройства, используемые в эксперименте, отключены от сети электропитания.
2. Соединить гнезда защитного заземления " " устройств, используемых в эксперименте, с гнездом "РЕ" автотрансформатора А1.
3. Соединить аппаратуру в соответствии со схемой электрической соединений.
4. Повернуть регулировочную рукоятку автотрансформатора А1 в крайнее против часовой стрелки положение.
5. Установить сопротивление реостата А20 равным, например, 10 Ом.
6. Включить автоматический выключатель и устройство защитного отключения в однофазном источнике питания G1.
7. Включить выключатели «СЕТЬ» блока мультиметров P1 и автотрансформатора А1.
8. Активизировать мультиметры блока P1.
9. Вращая регулировочную рукоятку автотрансформатора А1 по часовой стрелке, установить и зафиксировать (с помощью амперметра P1.2) первичный ток I₁ трансформатора тока А19, равным 1,0 А.
10. Зафиксировать с помощью вольтметра P1.1 и амперметра P1.3 соответственно напряжение U₂ и ток I₂ вторичной обмотки трансформатора тока А19.
11. Отключить автоматический выключатель в однофазном источнике питания G1.
12. Отключить выключатель «СЕТЬ» автотрансформатора А1 и блока мультиметров P1.
13. Вычислить нагрузку трансформатора тока А19 по формуле S₂= U₂× I₂.
14. Вычислить погрешность трансформатора тока А19 по формуле Δ I=(I₂/I₁-1)100, %.

Форма отчетности: представляется один отчет на бригаду исполнителей на формате А4 с оформлением титульного листа, с указанием названия работы, ее цели, выполнения со всеми расчетами, таблицами, схемами, выводами .

Задания для самостоятельной работы:

1. Проработать лекционный материал раздела 3.

Рекомендации по выполнению заданий и подготовке к лабораторной работе

Прежде, чем приступать к выполнению данной работы, необходимо изучить третий раздел лекционного материала.

Основная литература

1. Рожкова Л.Д. и др. Электрооборудование электрических станций и подстанций. – 5-е изд. стер. – Москва: Издательство центр «Академия», 2008. – 448 с.
2. Емцев А.Н., Фадеев В.А. Аппараты и схемы электрической части станций и подстанций: уч.пособие – Братск: Изд-во БрГУ, 2014. – 240 с.

Контрольные вопросы для самопроверки

1. От чего зависит погрешность трансформатора тока (ТА)?
2. Зависит ли погрешность ТА от сечения сердечника?
3. Что представляют собой встроенные ТА? Какого класса точности выпускаются встроенные ТА?
4. Изменяется ли погрешность ТА при изменении коэффициента трансформации?
5. Как изменяется коэффициент трансформации встроенных ТА?
6. Как изменяется коэффициент трансформации ТА типа ТФН?
7. Какие ТА используются в установках сверхвысоких напряжений?
8. Какой режим является нормальным для ТА?
9. От чего зависит величина первичного тока ТА?
10. Для чего заземляют вторичную обмотку ТА?
11. Как изменяется кривая намагничивания ТА; при увеличении нагрузки вторичной обмотки? - при закорачивании части витков вторичной обмотки ТА?

Лабораторная работа №4

Измерительные трансформаторы напряжения

Цель работы: Закрепить знания студентов по разделу "Измерительные трансформаторы напряжения", ознакомить с различными конструкциями и схемами соединения трансформаторов напряжения, находящимися в эксплуатации в распределительных устройствах различных уровней напряжения.

Задание:

1. Ознакомиться с конструкцией трансформатора тока НОМ-10.
2. Ознакомиться по плакатам с конструкциями трансформаторов напряжения, применяемых в распределительных устройствах 35-750 кВ.
3. Ознакомиться с принципом работы трансформаторов напряжения.
4. Ответить на контрольные вопросы

Порядок выполнения:

В работе проводятся испытания трансформаторов напряжения НТМИ – 6(10) или НОМ-6(10) (по заданию преподавателя).

Испытания изоляции первичных и вторичных обмоток повышенным напряжением, а также испытания диэлектрической прочности трансформаторного масла не производятся.

Перед началом испытаний следует в соответствии с «Правилами техники безопасности» подготовить к работе рабочее место и предложенный к испытанию трансформатор. Трансформатор обязательно должен быть размещен за ограждением ячейки.

Приступить к работе следует лишь с разрешения преподавателя.

Ревизию трансформатора напряжения необходимо начинать с его осмотра. В первую очередь обращают внимание на отсутствие повреждений фарфора изоляторов выводов первичной и вторичных обмоток и нулевых выводов и на отсутствие течи масла. Эти данные должны быть отражены в протоколе испытаний трансформатора.

Измерение сопротивления изоляции трансформатора напряжения выполняют мегаомметром на 1000 или 2500 В со шкалой не менее чем на 10 000 мОм. В лаборатории для этого используется мегаомметр на 2500 В.

Вследствие явления поляризации сопротивление изоляции в сильной степени зависит от времени, прошедшего от момента приложения напряжения до момента отсчета показаний измерительного прибора, поэтому для получения сопоставимых результатов за сопротивление изоляции принимают величину, отсчет которой производят через 1 мин после приложения напряжения. Ручку мегаомметра в продолжении 1 мин вращают со скоростью 120 об/мин.

Для оценки состояния изоляции необходимо измерить сопротивление каждой обмотки по отношению к земле и по отношению друг к другу.

Перед измерениями необходимо предварительно разземлить все обмотки трансформатора.

Проверку группы соединения трансформатора напряжения производят по методу «полярметра» с помощью гальванометра и источника постоянного тока напряжением в несколько вольт (батарея карманного фонаря или на стенде источник постоянного напряжения). Для этого к одной из пар линейных выводов первичной обмотки с помощью кнопки или простым замыканием контакта подают постоянное напряжение. В моменты замыкания контакта записывают знаки отклонений стрелки гальванометра, присоединяемого ко всем парам линейных выводов во вторичной обмотке. При этом соблюдают указанную на рис. полярность. Опыты повторяют при подаче напряжения к другим парам линейных выводов первичной обмотки и записывают в таблицу соответствующие знаки отклонений стрелки гальванометра.

На рис. [4 раздел 7] таблица *a* соответствует нулевой группе, а таблица *б* – шестой группе соединения обмоток.

При измерении тока холостого хода трансформатора к его вторичной обмотке, при разомкнутых остальных обмотках, подводят практически симметричное номинальное фазное напряжение $U_{\phi} = 100 / \sqrt{3} = 58$ В при номинальной частоте $f_n = 50$ Гц.

Измерение тока холостого хода трансформатора напряжения следует выполнять только в присутствии преподавателя или лаборанта.

Измеренный при этом ток принимают равным току холостого хода.

При измерении тока холостого хода необходимо помнить, что *на первичных выводах трансформатора высокое напряжение. вход в ячейку запрещен!*

Измеренное значение тока холостого хода сравнивают с током холостого хода предыдущего измерения. Если имеет место увеличение тока более чем на 5 %, то делают заключение о непригодности трансформатора к дальнейшей эксплуатации из-за нарушений в изоляции стали магнитопровода.

Все трансформаторы напряжения имеют большие коэффициенты трансформации K_T . Измерение K_T производят методом двух вольтметров. Вольтметры для опытов берут с классом точности 0,5. В трансформаторе напряжения типа НТМИ необходимо измерять K_T между первичной и каждой вторичной обмотками по схеме рис.

Коэффициент трансформации между первичной обмоткой и вторичной обмоткой, соединенной в разомкнутый треугольник, измеряют, как показано на рис. Отношение измеренных напряжений определяет искомый коэффициент трансформации.

Полученный коэффициент трансформации сравнивают со стандартным 60 (РУ-6 кВ) или 100 (РУ-10 кВ). При этом отклонение от стандартного (по паспорту) не должно превышать 5 %.

Отклонение более 5 % говорит о непригодности трансформатора напряжения к его дальнейшей эксплуатации в распределительном устройстве.

Форма отчетности: представляется один отчет на бригаду исполнителей на формате А4 с оформлением титульного листа, с указанием названия работы, ее цели, выполнения со всеми расчетами, таблицами, схемами, выводами.

Задания для самостоятельной работы:

1. Проработать схемы.

Рекомендации по выполнению заданий и подготовке к лабораторной работе

Прежде, чем приступать к выполнению данной работы, необходимо изучить третий раздел лекционного материала.

Основная литература

1. Рожкова Л.Д. и др. Электрооборудование электрических станций и подстанций. – 5-е изд. стер. – Москва: Издательство центр «Академия», 2008. – 448 с.
2. Емцев А.Н., Фадеев В.А. Аппараты и схемы электрической части станций и подстанций: уч.пособие – Братск: Изд-во БрГУ, 2014. – 240 с.

Лабораторная работа №5

Определение погрешности трансформатора напряжения


Цель работы: Ознакомиться с определения погрешности трансформаторов напряжения.

Задание: Определить погрешность измерения напряжения при помощи трансформатора напряжения. С использованием стендов ЭА1-С-Р и ЭА2-С-Р. [4 раздел 7]

Перечень аппаратуры

Обозначение	Наименование	Тип	Параметры
G1	Однофазный источник питания	218	~ 220 В / 16 А
G2	Трёхфазный источник питания	201.2	~ 400 В / 16 А
A1	Регулируемый автотрансформатор	318.1	~ 0...240 В / 2 А
A21	Трансформатор напряжения	405.1	380/127 В / S _н = 30 ВА
A22	Активная нагрузка	306.2	127 В / 0...80 Вт
P1	Активная нагрузка	306.2	3 мультиметра ≅ 0...1000 В / ≅ 0...10 А / 0...20 МОм

Порядок выполнения:

1. Убедитесь, что устройства, используемые в эксперименте, отключены от сети электропитания.
2. Соедините гнезда защитного заземления " " устройств, используемых в эксперименте, с гнездом "РЕ" автотрансформатора А1 или трехфазного источника питания G2.
3. Соедините аппаратуру в соответствии со схемой электрической соединений **1** или **2**.
4. Поверните регулировочную рукоятку автотрансформатора А1 (для схемы 1) в крайнее по часовой стрелке положение.
5. Установите активную нагрузку А22 равной, например, 50 %.
6. Включите автоматический выключатель и устройство защитного отключения в однофазном источнике питания G1.
7. Включите выключатель «СЕТЬ» блока мультиметров P1.
8. Активизируйте мультиметры блока P1.
9. Включите выключатель «СЕТЬ» автотрансформатора А1 (для схемы 1) или включите трехфазный источник питания G2 (для схемы 2).
10. Зафиксируйте (с помощью вольтметра P1.1) первичное напряжение U_1 трансформатора напряжения А21.
11. Зафиксируйте с помощью вольтметра P1.3 и амперметра P1.2 соответственно напряжение U_2 и ток I_2 вторичной обмотки трансформатора напряжения А21.
12. Отключите автоматический выключатель в однофазном источнике питания G1 (для схемы 1) или трехфазный источник питания G2 (для схемы 2).

13. Отключите выключатель «СЕТЬ» автотрансформатора А1 (для схемы 1) и блока мультиметров Р1.

14. Вычислите нагрузку трансформатора напряжения А21 по формуле: $S_2 = U_2 \times I_2$.

15. Вычислите погрешность трансформатора напряжения А21 по формуле:

$$\Delta U = (U_2/U_1 - 1)100, \%$$

Форма отчетности: представляется один отчет на бригаду исполнителей на формате А4 с оформлением титульного листа, с указанием названия работы, ее цели, выполнения со всеми расчетами, таблицами, схемами, выводами .

Рекомендации по выполнению заданий и подготовке к лабораторной работе

Прежде, чем приступать к выполнению данной работы, необходимо изучить третий раздел лекционного материала.

Основная литература

1. Рожкова Л.Д. и др. Электрооборудование электрических станций и подстанций. – 5-е изд. стер. – Москва: Издательство центр «Академия», 2008. – 448 с.
2. Емцев А.Н., Фадеев В.А. Аппараты и схемы электрической части станций и подстанций: уч.пособие – Братск: Изд-во БрГУ, 2014. – 240 с.

Контрольные вопросы к лабораторным работам №4 и №5

1. В каком режиме работает трансформатор напряжения?
2. Что является нагрузкой трансформатора напряжения?
3. От чего зависит класс точности работы трансформатора напряжения?
4. Можно ли применять для контроля напряжения трехфазные трехстержневые трансформаторы?
5. Может ли один и тот же трансформатор работать в разных классах точности?
6. Какие погрешности имеют трансформаторы напряжения?
7. Какие трансформаторы применяются для контроля изоляции в сети?
8. Для каких целей служат крайние два стержня пятистержневого трансформатора?
9. По какой схеме соединяются обмотки трансформатора напряжения типа НТМИ?
10. Для каких целей служит дополнительная обмотка в однофазных трансформаторах типа ЗНОМ?
11. На какое вторичное напряжение выполняются трансформаторы напряжения?
12. В каком отношении находятся числа витков в основных и дополнительных обмотках трансформатора напряжения?
13. От чего зависят погрешности трансформаторов напряжения?
14. Какие трансформаторы имеют минимальные погрешности?
15. Для каких классов напряжения применяются каскадные трансформаторы?
16. В каких сетях необходим контроль изоляции?
17. С какой целью заземляют вторичную обмотку трансформатора напряжения?
18. Почему в масляных трансформаторах 6-10 кВ отсутствует расширитель?

Лабораторная работа №6

Ревизия ячейки КРУН

Цель работы: Знакомство с основным оборудованием ячейки серии К-VI и работами, выполняемыми при ее ревизии.

Задание: Получить допуск к работе. Познакомиться с оборудованием, расположенным в ячейке. Разобраться в конструкции привода. Ознакомиться с конструкцией выключателя в ячейке. Собрать схему для измерения собственного времени срабатывания выключателя.

Восстановить схему управления и прогрузить трансформаторы тока ячейки первичным током, доведя выключатель до отключения. Сдать рабочее место.

Форма отчетности: Дать краткое описание ячейки, ее оборудования, защит, блокировок.

Привести эскиз кинематической схемы привода. По результатам проверки по п.п. 4.1.2, 4.1.3, 4.1.4 учебного пособия [7] сделать заключение о пригодности оборудования ячейки к эксплуатации. Устно ответить на контрольные вопросы.

Рекомендации по выполнению заданий и подготовке к лабораторной работе

Прежде, чем приступать к выполнению данной работы, необходимо изучить третий раздел лекционного материала.

Основная литература

1. Рожкова Л.Д. и др. Электрооборудование электрических станций и подстанций. – 5-е изд. стер. – Москва: Издательство центр «Академия», 2008. – 448 с.
2. Емцев А.Н., Фадеев В.А. Аппараты и схемы электрической части станций и подстанций: уч.пособие – Братск: Изд-во БрГУ, 2014. – 240 с.

Контрольные вопросы

1. В каких распределительных устройствах устанавливаются ячейки типа К-VI?
2. Для каких целей производят заземление корпуса ячейки?
3. Возможно ли АПВ в ячейках типа К-VI?
4. С какими типами приводов можно осуществить АПВ?
5. Для чего предназначены блокировки в ячейке выключателя?
6. Как изменится мощность привода при уменьшении времени отключения выключателя?
7. Является ли время гашения дуги составной частью измеряемого в данной работе времени отключения выключателя?
8. Можно ли изменить скорость подвижных частей привода?
9. Позволяет ли привод ПП дистанционно управлять выключателем?
10. Можно ли у выключателей с ручными приводами дистанционно осуществлять сигнализацию положения?
11. Какое напряжение используется для питания электромагнитов отключения?
12. Для каких целей служит механизм свободного расцепления?
13. Как измерить время включения выключателя? Что для этого необходимо? Дать схему соединения приборов для этого измерения.

Лабораторная работа №7

Схемы электрических соединений с защитой каждой цепи одним выключателем

Цель работы: Изучение назначения коммутационных аппаратов, последовательности оперативных переключений в схемах электрических соединений с защитой каждой цепи выключателем при выводе из схемы различных ее элементов в нормальных и аварийных режимах.

Задание:

1. Изучить методические указания к работе и характеристики схем с одним выключателем на присоединение.
2. Исследовать на макетах следующие схемы электрических соединений:
 - а) схему с одной системой сборных шин;
 - б) схему с двумя системами сборных шин;
 - в) схему с одной рабочей и обходной системами сборных шин;
 - г) схему с двумя рабочими и обходной системами сборных шин.

3. Для каждой схемы п.2 определить:

- а) нормальное рабочее положение элементов;
- б) порядок операций по выводу в ремонт одного из выключателей и по вводу его в работу после ремонта;
- в) порядок операций по выводу в ремонт секций или системы сборных шин и по вводу их в работу после ремонта;
- г) порядок операций в случае отказа в отключении одного из выключателей присоединения при срабатывании защиты.

Методические указания по выполнению работы

1. Перед началом работы необходимо зарисовать исследуемые схемы и обозначить все элементы схемы буквами (Q1, T1, QS1, QS2, B1, QB и т.д.)

2. Последовательность проделанных операций рекомендуется записывать. Например, вывести в ремонт линейный выключатель.

Порядок операций:

- а) откл. Q1;
- б) откл. QS2 (шинный);
- в) откл. QS1 (линейный);
- г) наложить заземление на QS2 и QS1 в сторону Q1.

3. Порядок операций по выводу в ремонт различных элементов схемы и по введению их в работу необходимо описывать сразу же после рисунка исследуемой цепи.

4. При выводе в ремонт отходящей линии после отключения выключателя первым необходимо отключать линейный разъединитель, а затем шинный. Это делается потому, что в больших РУ можно ошибиться и отключить разъединитель в другой ячейке, по токоведущим частям которой протекает рабочий ток. В этом случае при отключении первым шинного разъединителя вся секция или система отключится. При отключении же первым линейного разъединителя отключится только ячейка, которой принадлежит этот разъединитель.

5. В исследуемых схемах электрических соединений отходящие линии указаны стрелкой. Однако поток мощности в них может быть направлен в другую сторону, а поэтому направления стрелки выбираются с учетом нормальных (заданных) перетоков мощности

Форма отчетности:

1. Исследуемые схемы с буквенными обозначениями элементов по ГОСТу.
2. Описание порядка выполнения операций по п.п. За, б, в, г.
3. Краткое описание каждой схемы (достоинства, недостатки, область применения).

Основная литература

1. Рожкова Л.Д. и др. Электрооборудование электрических станций и подстанций. – 5-е изд. стер. – Москва: Издательство центр «Академия», 2008. – 448 с.
2. Емцев А.Н., Фадеев В.А. Аппараты и схемы электрической части станций и подстанций: уч.пособие – Братск: Изд-во БрГУ, 2014. – 240 с.

Контрольные вопросы

1. Для каких целей служит секционный выключатель?
2. Каково назначение шиносоединительного выключателя?
3. Всегда ли в нормальном режиме включен секционный выключатель?
4. Какая схема электрических соединений более надежна:
а) с одной системой сборных шин секционирования; б) с двумя системами сборных шин?
5. Какой выключатель должен отключиться при коротком замыкании в линии?
6. Какие выключатели отключаются при к.з. на сборных шинах?
7. Как вывести в ремонт неисправный выключатель в схеме с двумя системами сборных шин с обходной без перерыва электроснабжения?

8. Как вывести в ремонт неисправный выключатель в схеме с одной рабочей и обходной системами сборных шин без перерыва электроснабжения?
9. Для каких целей служит обходная система шин?
10. Возможно ли совмещение обходного выключателя с секционным?
11. Каков порядок оперативного отключения линии?
12. Каков порядок оперативного включения линии?
13. Каков порядок вывода в ремонт секционного выключателя?
14. В каких случаях выключатель должен быть разомкнут, а когда замкнут?
15. Какое основное назначение второй системы сборных шин?

Лабораторная работа №8

Схемы электрических соединений с защитой каждой цепи несколькими выключателями

Цель работы:

Ознакомиться со схемами электрических соединений станций и подстанций с защитой каждой цепи несколькими выключателями и изучить на макетах порядок операций по выводу в ремонт и по введению в работу различных элементов схем во время нормальной их работы и при возникновении аварийных режимов.

Задание:

1. Ознакомиться с краткой характеристикой схем.
2. Исследовать на макетах следующие схемы электрических соединений:
 - а) схему с двумя системами сборных шин и с тремя выключателями (полуплоская схема);
 - б) схему четырехугольника.
3. Для каждой из схем определить:
 - а) нормальное положение элементов;
 - б) порядок операций по выводу в ремонт одного из выключателей и по введению его в работу после ремонта;
 - в) порядок операций в случае отказа одного выключателя в нормальной схеме;
 - г) порядок операций по выводу в ремонт шин и по введению их в работу после ремонта.

Методические указания к работе

Общие положения по переключениям в электрических схемах изложены в работе 8.

В схемах электрических соединений отходящие линии указаны стрелкой. Однако поток мощности в них может быть направлен в другую сторону, т.е. линия связывает станцию с другой энергосистемой или станцией.

На исследуемых схемах наносятся нормальные схемы работы цветными карандашами.

Последовательность операций по выводу в ремонт различных элементов схем и по введению их в работу необходимо записывать сразу после рисунка изучаемой схемы.

В полуплоской схеме электрических соединений к каждому трем выключателям присоединяются один генератор и одна линия.

При автоматическом отключении элементов схемы нужно вывести поврежденный выключатель из работы с последующим восстановлением схемы электроснабжения.

Форма отчетности:

1. Исследуемые схемы электрических соединений с буквенными обозначениями всех элементов.
2. Описание порядка выполнения операций по пп.3 (а-г).
3. Краткое описание каждой из схем (преимущества и недостатки, область применения).

Основная литература

1. Рожкова Л.Д. и др. Электрооборудование электрических станций и подстанций. – 5-е изд.

стер. – Москва: Издательство центр «Академия», 2008. – 448 с.

2. Емцев А.Н., Фадеев В.А. Аппараты и схемы электрической части станций и подстанций: уч.пособие – Братск: Изд-во БрГУ, 2014. – 240 с.

Контрольные вопросы

1. В каком положении находятся выключатели и разъединители при нормальной работе схем с несколькими выключателями на присоединение?
2. Прерывается ли питание линии при отключении одного выключателя в схеме многоугольника или в "полуполторной схеме"?
3. Можно ли вывести в ремонт трансформатор в "полуполторной схеме", оставив в работе генератор этого же присоединения?
4. Как вывести в ремонт средний выключатель при отказе его в отключении?
5. Какие аппараты отключаются при выводе в ремонт системы сборных шин в "полуполторной схеме"?
6. Нарушается ли электроснабжение потребителей при КЗ на сборных шинах?
7. К отключению каких элементов приводит повреждение любого выключателя, присоединенного к системе сборных шин и генератору?
8. К чему приводит повреждение среднего выключателя в "полуполторной схеме"?
9. Какие схемные способы по ограничению токов к.з. можно применить в схеме четырехугольника?
10. Обязательно ли отключать выключатели с высокой стороны при выводе в ремонт трансформатора?
11. Какие выключатели отключаются при КЗ на линии в схеме четырехугольника?
12. Нарушается ли питание линии при выводе в ремонт одного из выключателей в схеме четырехугольника?

Лабораторная работа №9

Схемы электрических соединений подстанций упрощенные на стороне высокого напряжения

Цель работы:

Изучение упрощенных схем соединений электроустановок при нормальном и аварийном режимах работы, а также последовательности операций при выводе в ремонт различных элементов этих схем.

Задание:

1. Изучить методические указания к работе и характеристики упрощенных схем электрических соединений в РУ высокого напряжения подстанций.
2. Исследовать на макетах следующие схемы электрических соединений:
 - а) блок трансформатор-линия с выключателем на стороне высокого напряжения;
 - б) блок трансформатор-линия с отделителем и короткозамыкателем;
 - в) мостиковые схемы с отделителями и короткозамыкателями с автоматической перемычкой на отделителе и с неавтоматической перемычкой;
 - г) мостиковые схемы с выключателями.
3. Для каждой из схем п.2 определить:
 - а) нормальную схему работы;
 - б) порядок операций по выводу в ремонт одного из выключателей и по введению его в работу;
 - в) порядок операций по выводу в ремонт трансформатора и по введению его в работу;
 - г) порядок операций по выводу в ремонт отделителя и короткозамыкателя;
 - д) порядок операций по выводу в ремонт трансформатора.

4. Изучить взаимодействие ОД и КЗ в схемах и определить участки схемы, защиты которых воздействуют на эти аппараты.

Краткие методические указания

1. На исследуемых схемах цветным карандашом наносится положение аппарата при нормальном положении схемы.
2. Отключение трансформаторов в схемах с блоком ОД-КЗ рекомендуется производить отделителем, т.к. его отключающие пружины обеспечивают высокую скорость отключения. Включение же рекомендуется производить разъединителем, т.к. в этом случае необходимо меньшее усилие к приводу разъединителя, который не имеет отключающих пружин.
3. При автоматическом отключении элементов схемы необходимо вывести поврежденный элемент из работы с последующим восстановлением схемы электроснабжения.

Форма отчетности:

1. Представить исследуемые схемы электрических соединений с буквенными обозначениями всех элементов.
2. Дать описание порядка выполняемых операций.
3. Дать краткую характеристику (описание) каждой из схем (преимущества, недостатки, область применения).

Основная литература

1. Рожкова Л.Д. и др. Электрооборудование электрических станций и подстанций. – 5-е изд. стер. – Москва: Издательство центр «Академия», 2008. – 448 с.
2. Емцев А.Н., Фадеев В.А. Аппараты и схемы электрической части станций и подстанций: уч.пособие – Братск: Изд-во БрГУ, 2014. – 240 с.

Контрольные вопросы

1. Можно ли применять блочные схемы на электростанциях с распределением электроэнергии на генераторном напряжении?
2. Остается ли в работе генератор при повреждении трансформатора блока "трансформатор-линия"?
3. Какие устройства могут заменять выключатели в упрощенных схемах?
4. Достаточная ли установка короткозамыкателя в одной фазе при напряжении 35 кВ, 110 кВ, 220 кВ?
5. Какое назначение линейного разъединителя в схеме подстанции с блоком ОД-КЗ?
6. Каково назначение трансформатора тока в цепи короткозамыкателя?
7. Каков порядок работы аппаратов при отключении трансформаторов с блоком ОД-КЗ при срабатывании релейной защиты?
8. Для каких целей служит переключатель на повышенном напряжении в упрощенной схеме подстанции с двумя трансформаторами?
9. Почему в переключателе установлены два разъединителя?
10. Включится ли короткозамыкатель на подстанции при повреждении на линии?
11. Каков порядок работы аппаратов при необходимости отключения трансформатора с блоком ОД-КЗ в нормальном режиме?
12. В каких случаях рекомендуется установка выключателя в сторону трансформаторов в мостиковых схемах на выключателях?

Лабораторная работа № 10

Оперативные переключения в электрической схеме ТЭЦ

Цель работы: Выработать и закрепить у студентов навыки оперативных переключений в электрических схемах распределительных устройств станций с учетом электрических связей между распределительными устройствами.

Задание:

Ознакомиться с особенностями электрической схемы ТЭЦ, имеющей в своем составе распределительные устройства нескольких уровней напряжения.

Выяснить и отработать на схеме исходное (нормальное) положение коммутационных аппаратов (выключателей и разъединителей) и электрической схемы в целом.

Проработать на схеме порядок оперативных переключений и отключений в распределительных устройствах (задача выдается преподавателем).

Порядок проведения работы

1. Получить у преподавателя задание по мнемонической схеме.
2. Совместно с преподавателем задать исходное положение мнемонической схемы перед началом переключений, включив схему в сеть питания.
3. По заданию составить бланк оперативных переключений.
4. Распределить обязанности в бригаде (выделить лица, производящие переключение и контролирующие).
5. Произвести в присутствии преподавателя оперативные переключения в следующем порядке:
 - контролирующий зачитывает по бланку подлежащую выполнению операцию;
 - производящий операцию повторяет ее содержание и, получив подтверждение контролирующего, выполняет ее.
6. Отключить схему от сети.

Форма отчетности:

1. Вычертить электрическую схему ТЭЦ и дать ее краткое описание.
2. Составить бланки переключений на поставленные задачи.
3. Ответить на контрольные вопросы.

Основная литература

1. Рожкова Л.Д. и др. Электрооборудование электрических станций и подстанций. – 5-е изд. стер. – Москва: Издательство центр «Академия», 2008. – 448 с.
2. Емцев А.Н., Фадеев В.А. Аппараты и схемы электрической части станций и подстанций: уч.пособие – Братск: Изд-во БрГУ, 2014. – 240 с.

Контрольные вопросы

1. Для чего предназначены выключатели и разъединители?
2. Когда возможно включение и отключение разъединителя?
3. Какие требования необходимо выполнить при выводе в ремонт выключателя и разъединителя?
4. В каком оперативном состоянии может находиться оборудование ОРУ или ЗРУ?
5. В чем разница между оборудованием, находящимся в резерве и в автоматическом резерве?
6. Что должно быть записано в бланке переключений и кем он подписывается?
7. Порядок производства переключений.
8. По каким признакам определяется действительное положение выключателя при отключении?

9. Какие операции и в какой последовательности необходимо провести при включении и отключении воздушных и кабельных линий, двухобмоточных трансформаторов, обходного выключателя, секционного выключателя?
10. Кому поручается производство оперативных переключений?
11. Что такое бланк переключений?

Лабораторная работа № 11

Производство работ по наряду

Цель работы: Ознакомиться с порядком выдачи наряда на производство работ в распределительном устройстве электроустановки, допуском к работе, с обязанностями лиц, ответственных за безопасность работ.

Содержание работы:

1. Изучить организационные и технические мероприятия, обеспечивающие безопасность работ в электроустановках.
2. Подготовить и выдать наряд на производство работ в ячейке ЗРУ 10 кВ.
3. Осуществить допуск бригады к работе в ячейке ЗРУ-10 кВ по ревизии выключателя ВМП-10.
4. Принять рабочее место после работы бригады.
5. Закрыть наряд.

Порядок выполнения работы:

Диспетчер энергосистемы - преподаватель, который информирует участников работы о состоянии дел на подстанции, о режиме работы электрооборудования, возникших отклонениях от нормальной работы, выдает задание на вывод в ремонт или ревизию того или иного оборудования подстанции.

Дежурный подстанции - студент 1 исполняет роль оперативного лица и роль допускающего при подготовке рабочего места и при допуске к работе.

Начальник подстанции - студент 2 исполняет роль контролирующего лица при оперативных переключениях и при подготовке рабочих мест.

Начальник службы - студент 3 исполняет роль выдающего наряд.

Мастер службы - студент 4 исполняет роль руководителя работ при допуске бригады к работе. Возможно совмещение обязанностей начальника подстанции и начальника службы. При выполнении работы используются студенты двух бригад-бригады, выполняющей работы по ревизии ячейки выключателя, и бригады, изучающей производство работ по наряду. При этом выдающий наряд заполняет наряд и передает руководителю работ. Руководитель работ совместно с дежурным подстанции (допускающим) после разрешения диспетчера готовит рабочее место. Производитель работ, приняв рабочее место от допускающего, начинает производить ремонт или ревизию оборудования вместе с членами бригады. После работы производитель работ сдает наряд и рабочее место, закрывает наряд.

Форма отчетности:

Отчет представляет собой оформленный бланк наряда на работу в РУ.

Основная литература

1. Рожкова Л.Д. и др. Электрооборудование электрических станций и подстанций. – 5-е изд. стер. – Москва: Издательство центр «Академия», 2008. – 448 с.
2. Емцев А.Н., Фадеев В.А. Аппараты и схемы электрической части станций и подстанций: уч.пособие – Братск: Изд-во БрГУ, 2014. – 240 с.

Контрольные вопросы

1. Перечислить организационные мероприятия, обеспечивающие безопасность работы в электроустановках.
2. Какие технические мероприятия выполняются при подготовке рабочего места в электроустановке? Их последовательность.
3. Что такое наряд на выполнение работ?
4. Кто имеет право на выдачу наряда?
5. На какой срок выдается наряд?
6. Кто имеет право продлить наряд? На какой срок?
7. Сколько времени должен храниться наряд после окончания работ в электроустановке? Для чего?
8. Кто отвечает за безопасность работ в электроустановке?
9. За что отвечает выдающий наряд? Его квалификация.
10. Когда назначается руководитель работ? Его квалификация. Его обязанности.
11. Обязанности допускающего. Его квалификация.
12. Круг обязанностей производителя работ. Его квалификация.
13. Когда назначается наблюдающий? Его обязанности и квалификация.
14. Какие совмещения обязанностей разрешаются?

Практическое занятие №1.

Определение расчетной мощности для выбора трансформаторов связи с системой

Цель работы: определить место проектируемой ТЭЦ в системе электроснабжения района с учетом потоков мощности в систему и из системы. Выбрать уровни напряжения в РУ ТЭЦ.

Задание:

На основании исходных данных необходимо определить расчетное значение мощности, отдаваемой ТЭЦ в систему и передаваемой к удаленному потребителю, если он есть и указан в задании. По исходным данным необходимо определить структурную схему ТЭЦ, для подсчета суточных нагрузок трансформаторов связи.

Порядок выполнения:

Для ТЭЦ характерными являются три вида структурных схем, представленных на рис. 1.1. [7 см. раздел 7].

Структурная схема (рис. 1.1, а) соответствует ТЭЦ, где с шин генераторного напряжения производится отбор мощности на удовлетворение потребности в электрической энергии промышленных потребителей P_1 и P_2 , осветительной нагрузки $P_{осв}$, бытовой нагрузки $P_{быт}$, а также потребителей технологических нужд самой станции $P_{сн}$. Предполагается, что все перечисленные потребители находятся в пределах оптимальных расстояний от станции и уровень напряжения на шинах генераторного напряжения 6-10 кВ является достаточным для рациональной передачи мощности к перечисленным потребителям.

Потребление мощности на технологические нужды станции $P_{сн}$ для ТЭЦ составляет приблизительно 10 % от установленной мощности генераторов и предполагает работу ТЭЦ на твердом топливе (уголь, горючие сланцы, торф). В аварийном режиме будем считать останов одного генератора станции (большой мощности, если они не однотипные) в зимний период. Потребление на собственные нужды в этом случае уменьшится. В течение суток потребление на собственные нужды будем считать неизменным, что несколько не соответствует действительности, но допустимо на стадии разработки схемы станции.

Аварийный режим соответствует исключению из работы одного из генераторов ТЭЦ в зимний период. При этом следует считать, что станция всю свободную мощность отдает в

систему, обеспечив энергией с шин генераторного напряжения всех потребителей, и работает таким образом при полной нагрузке. ТЭЦ при этом полностью расходует мощность собственных нужд.

Суммируя значения активных мощностей $P_1, P_2, P_{\text{осв}}, P_{\text{быт}}$ и $P_{\text{сн}}$, получаем значения $P_{\Sigma 3}$. Получаем $S_{\Sigma 3}$, исходя из значения $P_{\Sigma 3}$ с учетом $\cos\varphi$, равного коэффициенту мощности генераторов станции для $P_1, P_2, P_{\text{осв}}, P_{\text{быт}}$ и $P_{\text{сн}}$. Для осветительной нагрузки считаем $\cos\varphi = 1$ как для нагрузки чисто активной. Вычитая из значения неизменной в течение суток мощности генераторов, получаем значение полной мощности, передаваемой через трансформаторы связи в систему $S_{\text{зим}}$.

Аналогично поступаем, определяя нагрузку трансформаторов связи летом и в аварийном режиме. При этом считаем, что в летний период нагрузка трансформаторов связи будет отличаться только за счет отличия осветительной и бытовой нагрузки. Нагрузки P_1, P_2 и $P_{\text{сн}}$ будем считать такими же, как и зимой.

Аварийный режим нагрузки трансформаторов связи характеризуется меньшим потоком мощности в систему за счет остановки одного из генераторов и должен учитывать меньшее потребление мощности на технологические нужды самой станции.

Структурная схема (рис. 1.1, б) соответствует ТЭЦ, имеющей удаленный потребитель, который невозможно запитать с шин генераторного напряжения ввиду недостаточного уровня напряжения и нерационально запитывать с шин высокого напряжения, по которому осуществляется связь ТЭЦ с системой. Уровень напряжения, необходимый для передачи мощности удаленному потребителю, возможно определить, ориентируясь на данные табл. 1.3, где увязаны передаваемая к потребителю мощность, расстояние до потребителя и вид линии связи (воздушная или кабельная линии).

Таблица 1.3

Область применения линий разного напряжения

$U_{\text{ком}}$ (кВ)	Тип линии	$P_{\text{перед}}$ (МВт)	l (км)
6	ВЛ КЛ	2 3	10 8
10	ВЛ КЛ	3 5	15 10
35	ВЛ	10-25	50-30
110	ВЛ	50-70	120-50
220	ВЛ	150-400	400-200
330	ВЛ	300-600	600-300

По степени ответственности электроснабжения потребители относятся к I-II категориям.

Число отходящих линий к удаленному потребителю определяют, исходя из экономичности целесообразной мощности для одной линии данного напряжения.

Мощность удаленного потребителя накладывают на поток мощности через трансформаторы связи и таким образом определяют выбираемую мощность трансформаторов или автотрансформаторов.

В структурной схеме (рис. 1.1, б) автотрансформаторы можно использовать, если распределительное устройство (РУ) связи с системой и РУ к удаленному потребителю однородны и будут иметь заземленную нейтраль. Например, 220 кВ и 110 кВ или 330 кВ и 110 кВ.

Отличительной особенностью схемы, представленной на рис. 1.1, в, является присоединение одного из генераторов через трансформатор непосредственно к РУ высокого напряжения связи с системой. Такое схемное решение возможно на ТЭЦ в процессе ее расширения за счет генераторов значительно большей мощности, чем генераторы, ранее установленные на станции. При разработке подобной схемы выбор трансформаторов связи с системой сводится в основном к выбору трансформаторов для РУ ГН ранее установленных генераторов. При этом можно считать, что потребители $P_1, P_2, P_{\text{осв}}$ и $P_{\text{быт}}$ будут запитаны от РУ ГН. Генератор большей мощности будет подключен к РУ ВН по блочной схеме «генератор-трансформатор», и вся мощность этого генератора (за исключением потребленной на собственные нужды) будет передаваться через трансформатор. Определить этот поток мощности и по нему выбрать трансформатор труда не составляет.

Форма отчетности: данное задание оформляется как раздел в курсовой проект.

Задания для самостоятельной работы: проработать материал по уч.пос. Емцев А.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. Проектирование электрической части ТЭЦ: стр 6-24.

Рекомендации по выполнению заданий и подготовке к практическому занятию

Определить структурную схему ТЭЦ и осмыслить формирование расчетного потока мощности по которому следует выбирать тр-ры связи с системой.

Основная литература

1. Рожкова Л.Д. и др. Электрооборудование электрических станций и подстанций. – 5-е изд. стер. – Москва: Издательство центр «Академия», 2008. – 448 с.
2. Яковлев В.В, Емцев А.Н., Карпова Н.А. Прикладная механика. Механический расчет конструкций высоковольтных воздушных линий и распределительных устройств подстанций 35 – 330 кВ. уч.пос. – Братск.: Изд-во БрГУ, 2013 – 132 с.
3. Емцев А.Н., Фадеев В.А. Аппараты и схемы электрической части станций и подстанций: уч.пособие – Братск: Изд-во БрГУ, 2014. – 240 с.
4. Балаков Ю.Н. и др. Проектирование схем электроустановок: уч.пособие. – 3-е стер. – Москва: Изд. дом МЭИ, - 2009, 288 с.
5. Шумаков Н.М., Емцев А.Н. Выключатели распределительных устройств ТЭЦ: уч.пособие. – Братск: изд-во БрГУ, 2012 -130 с.
6. Емцев А.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. Проектирование электрической части ТЭЦ: уч.пособие. – Братск. ГОУ ВПО «БрГУ», 2007 – 169 с.

Дополнительная литература

7. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. Госэнергонадзор Минэнерго России. – Москва: ЗАО «Энергосервис», 2003. – 392 с.
8. Емцев А.Н., Попик В.А. Изображение и обозначение элементов электрических схем: методические указания к выполнению дипломного проекта. - Братск: БрГУ, 2011.
9. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций (справочный материал). 4-е изд. пер. и допол. –Москва: Энергоатомиздат, - 1989, 608 с.
10. Гук Ю.Б. и др. Проектирование электрической части станций и подстанций: уч.пособие. – Л.: Энергоатомиздат, - 1985, 312 с.
11. Лисовский Г.С., Хейфиц М.Э. Главные схемы и электрическое оборудование подстанций 35-750 кВ. 2-е изд. –Москва: Энергия, - 1977, 464 с.
12. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию. В 2-х томах./Под общей редакцией А.А. Федорова.Т2. Электрооборудование. – Москва: Энергоатомиздат, - 1987, 592 с.
13. Ополева Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения: уч. пособие. ФОРУМ – ИНФРА – Москва: 2006 – 480 с.

Контрольные вопросы для самопроверки

- 1.Как формируется расчетный поток мощности, определяющий выбор трансформаторов?
- 2.В чем принципиальная разница зимнего и летнего потока мощности?
3. Какие допущения принимаем при формировании потока мощности в систему и из ситемы?

Практическое занятие №2.

Графики нагрузки трансформаторов

Задание:

Построить графики нагрузки трансформаторов связи за зимние и летние сутки, а также за зимние сутки в аварийном режиме и определить максимумы нагрузки трансформаторов, соответствующие режиму работы в зимний, летний и аварийный (зимний) периоды.

Порядок выполнения:

Из трех максимумов нагрузки за расчетный $S_{\text{расч}}$ принимаем наибольший. Значение $S_{\text{расч}}$ будет определять выбор трансформаторов связи и уровень напряжения распределительного устройства высокого напряжения, связывающего ТЭЦ с системой (табл. 1.3).

Построив график нагрузки трансформаторов связи, соответствующий $S_{\text{расч}}$, определим коэффициент заполнения графика $K_{з,г}$, как отношение площади под графиком нагрузки к площади суточного графика, соответствующей максимуму нагрузки, т.е. $S_{\text{расч}}$.

Имея графики нагрузки за летние и зимние сутки, можем построить для трансформаторов связи годовой график по продолжительности. Пример построения годового графика изменения активной мощности в относительных единицах представлен на рис. 1.2. [7 см. раздел 7].

Необходимо построить годовой график по продолжительности для полной мощности. Климатический район – Восточная Сибирь с продолжительностью работы по зимнему графику в 210 суток и по летнему графику 155 суток в год.

Из годового графика по продолжительности необходимо определить условное время максимальных потерь:

$$\tau = T_1 + T_2 \frac{S_2}{S_1} + T_3 \frac{S_3}{S_1} + \dots + T_n \frac{S_n}{S_1}. \quad (1.1)$$

Условное время максимальных потерь необходимо для дальнейшего расчета мощности в трансформаторах на стадии технико-экономического сравнения вариантов электрических схем ТЭЦ.

Работа трансформаторов связи в аварийном режиме должна быть показана на суточном графике и отражать режим выдачи электрической энергии станцией в систему или передачу энергии от системы к потребителям, питающимся с шин генераторного напряжения (вверх и вниз от оси абсцисс).

Форма отчетности: построение зимнего, летнего и аварийного/зима графиков нагрузки тр-ров связи. Анализ графиков. Выбор расчетного графика.

Задания для самостоятельной работы: определить перегрузочную способность силовых тр-ров различных типов в нормальном и аварийном режимах.

Рекомендации по выполнению заданий и подготовке к практическому занятию

Подготовить графики нагрузки и провести их анализ.

Основная литература

1. Рожкова Л.Д. и др. Электрооборудование электрических станций и подстанций. – 5-е изд. стер. – Москва: Издательство центр «Академия», 2008. – 448 с.
2. Яковлев В.В, Емцев А.Н., Карпова Н.А. Прикладная механика. Механический расчет конструкций высоковольтных воздушных линий и распределительных устройств подстанций 35 – 330 кВ. уч.пос. – Братск.: Изд-во БрГУ, 2013 – 132 с.
3. Емцев А.Н., Фадеев В.А. Аппараты и схемы электрической части станций и подстанций: уч.пособие – Братск: Изд-во БрГУ, 2014. – 240 с.
4. Баланов Ю.Н. и др. Проектирование схем электроустановок: уч.пособие. – 3-е стер. – Москва: Изд. дом МЭИ, - 2009, 288 с.
5. Шумаков Н.М., Емцев А.Н. Выключатели распределительных устройств ТЭЦ: уч.пособие. – Братск: изд-во БрГУ, 2012 -130 с.
6. Емцев А.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. Проектирование электрической части ТЭЦ: уч.пособие. – Братск. ГОУ ВПО «БрГУ», 2007 – 169 с.

Дополнительная литература

7. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. Госэнергонадзор Минэнерго России. – Москва: ЗАО «Энергосервис», 2003. – 392 с.
8. Емцев А.Н., Попик В.А. Изображение и обозначение элементов электрических схем: методические указания к выполнению дипломного проекта. - Братск: БрГУ, 2011.
9. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций (справочный материал). 4-е изд. пер. и допол. –Москва: Энергоатомиздат, - 1989, 608 с.
10. Гук Ю.Б. и др. проектирование электрической части станций и подстанций: уч.пособие. – Л.: Энергоатомиздат, - 1985, 312 с.
11. Лисовский Г.С., Хейфиц М.Э. Главные схемы и электрическое оборудование подстанций 35-750 кВ. 2-е изд. –Москва: Энергия, - 1977, 464 с.
12. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию. В 2-х томах./ Под общей редакцией А.А. Федорова. Т2. Электрооборудование. – Москва: Энергоатомиздат, - 1987, 592 с.
13. Ополева Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения: уч. пособие. ФОРУМ – ИНФРА – Москва: 2006 – 480 с.

Контрольные вопросы для самопроверки

1. Как определяется перегрузка тр-ров в нормальном и аварийном режимах?
2. Как учитывается климатическая зона при построении годового графика по продолжительности?
3. Какие допущения принимаются при построении графика?

Практическое занятие №3.

Определение коэффициента нагрузки и выбор трансформаторов связи

Задание: выбрать трансформатор связи ТЭЦ с системой электроснабжения и определить уровни напряжения в РУ проектируемой ТЭЦ.

Порядок выполнения:

Выбирая трансформаторы связи с системой, необходимо учитывать требования надежности станции с системой электроснабжения потребителей. Трансформаторы связи должны обеспечивать надежную работу станции, как в нормальном режиме, так и в режимах отключения одного из трансформаторов для планово-предупредительного ремонта или в аварийном. Обычно для связи с системой устанавливают несколько трансформаторов. Один трансформатор устанавливается редко и только в том случае, если ТЭЦ в систему отдает мощность одного генератора станции. Предпочтительным будет вариант с двумя – тремя трансформаторами связи. При разработке вариантов схемы ТЭЦ желательно сравнивать один вариант с двумя трансформаторами и с числом, не превышающим число секций сборных шин генераторного напряжения.

На первом этапе выбора трансформаторов связи мощность каждого трансформатора следует выбирать с учетом возможной аварийной перегрузки на 40 % ($K_{д.п.} = 1,4$) при коэффициенте заполнения графика расчетного режима $K_3 \leq 0,75$. В случае $K_3 > 0,75$ коэффициент аварийной перегрузки следует определять как

$$K_{д.п.} = \sqrt{\frac{1,1}{K_3}}. \quad (1.2)$$

Формула (1.2) не учитывает предшествующий режим работы трансформаторов связи и время работы с перегрузкой.

Согласно ПУЭ в аварийных случаях допускается перегрузка трансформаторов в течение ограниченного времени (табл. 1.4). Эта перегрузка допускается независимо от предшествующего режима и температуры охлаждающей среды при всех системах охлаждения.

Допустимая перегрузка трансформаторов в аварийных случаях

Кратность перегрузки по току		1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,75	2,0
Допустимая длительность (мин)	маслонаполненные	-	120	90	70	45	20	10
	сухие	60	45	32	18	3	-	-

Расчетная мощность трансформаторов будет определяться как

$$S_{\text{тр}} \geq \frac{S_{\text{рас}}}{(N-1)K_{\text{д.п}}}, \quad (1.3)$$

где N – намечаемое к установке число трансформаторов связи с системой; $K_{\text{д.п.}}$ – допустимая перегрузка трансформаторов или автотрансформаторов в аварийном режиме.

Окончательное решение о выборе мощности трансформаторов должно быть сделано после технико-экономического сравнения самостоятельных вариантов. При этом номинальная мощность трансформаторов выбирается по условиям нормального режима работы, по допустимой перегрузке в аварийном режиме и с учетом систематических перегрузок при расчетном графике нагрузки. Для двух трансформаторных распределительных устройств станций и подстанций (как наиболее распространенных) мощность трансформаторов выбирается из условия равномерного распределения нагрузки между трансформаторами, поэтому все ординаты суммарного расчетного графика нагрузки следует разделить пополам. Номинальная мощность трансформатора находится следующим образом:

1. По условиям нормального режима работы

$$S_{\text{т.ном}} \geq (0,65 - 0,7) \cdot S_{\text{нагр.мах}}. \quad (1.4)$$

2. По допустимой перегрузке трансформатора в аварийном режиме (выход из строя или ревизия одного из трансформаторов)

$$S_{\text{т.ном}} \geq \frac{S_{\text{нагр.мах}}}{1,4}. \quad (1.5)$$

Необходимо учитывать, что формула (1.5) определяет мощность трансформаторов связи станций с системой. Для распределительных устройств подстанций и для распределительных устройств, питающих удаленные потребители, мощность $S_{\text{нагр.мах}}$ может быть снижена за счет возможности отключения в аварийном режиме потребителей третьей категории

$$S_{\text{т.ном}} \geq \frac{S'_{\text{нагр.мах}}(\text{I и II кат.})}{1,4}. \quad (1.6)$$

3. По условиям систематических перегрузок расчетный график преобразовывается в эквивалентный двухступенчатый, на котором выделяется типовая часть графика $S(t) > S_{\text{ср}}$, находятся коэффициенты K_1 и K_2 и время перегрузки t_n .

Преобразование суточного расчетного графика в эквивалентный двухступенчатый график производится следующим образом. На расчетном графике нагрузки наносится прямая $S_{\text{ср}} = \text{const}$, представляющая среднесуточное значение мощности из расчетного графика.

Верхняя часть графика, отсекаемая прямой $S_{\text{ср}} = \text{const}$, является зоной перегрузки трансформатора. В зону перегрузки входит $S_{\text{нагр.мах}}$.

Эквивалентная нагрузка трансформатора на рассматриваемом интервале времени находится по уравнению

$$S_3 = \sqrt{\frac{S_1^2 t_1 + S_2^2 t_2 + \dots + S_n^2 t_n}{t_1 + t_2 + \dots + t_n}}. \quad (1.7)$$

Эквивалентная нагрузка трансформатора определяется для десятичасового интервала времени, предшествующего зоне перегрузки S_{31} , и для зоны перегрузки S_{32} . Определив эквивалентную начальную нагрузку трансформатора на 10-часовой период S_{31} , определяем K_1 :

$$K_1 = \frac{S_{\varepsilon 1}}{S_{\text{ср}}}. \quad (1.8)$$

Для периода перегрузки t_n определяем K_2 :

$$K_2 = \frac{S_{\varepsilon 2}}{S_{\text{ср}}}. \quad (1.9)$$

По найденным значениям K_1 , K_2 и t_n из начала координат (точка 0,0) соответствующего графика нагрузочной способности намеченного ранее трансформатора проводится прямая по уравнению

$$K_2 = \frac{S_{\varepsilon 2}}{S_{\varepsilon 1}} \cdot K_1. \quad (1.10)$$

Пересечение этой прямой и кривой допустимой перегрузки с длительностью t_n определяет значение $K_{1\text{доп}}$ и $K_{2\text{доп}}$. Номинальная мощность трансформатора в этом случае находится из выражения

$$S_{\text{т.ном}} = \frac{S_{\varepsilon 1}}{K_{1\text{доп}}} = \frac{S_{\varepsilon 2}}{K_{2\text{доп}}}. \quad (1.11)$$

При выборе трансформаторов рекомендуется использовать наряду с обычными трансформаторы с расщепленными обмотками низкого напряжения, что позволит уменьшить или вовсе исключить из схемы станции секционные реакторы для ограничения токов короткого замыкания.

Трансформаторы связи могут быть трехобмоточными, если на ТЭЦ, кроме нагрузок 6-10 кВ, имеются нагрузки на 35 кВ, составляющие не менее 15 % общей нагрузки трансформатора, а связь с системой осуществляется на напряжении 110 или 220 кВ.

При нагрузке РУ 35 кВ, составляющей менее 15 %, устанавливаются двухобмоточные трансформаторы, повышающие уровень напряжения с 6 или 10 кВ в РУ ГН до 35 кВ в РУ, питающем удаленный потребитель.

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

Автотрансформаторы для схемы ТЭЦ рационально применять в тех случаях и в тех вариантах, где связь с системой осуществляется по уровню напряжения 330 или 220 кВ, а питание удаленного потребителя требует уровня напряжения 110 кВ.

Форма отчетности: оформляется как раздел в курсовой проект.

Задания для самостоятельной работы: ознакомиться с материалами уч.пос. Электрическая часть электростанций и подстанций. Проектирование электрической части ТЭЦ (стр. 22-28)

Рекомендации по выполнению заданий и подготовке к практическому занятию

Провести сравнительную оценку выбранных силовых тр-ров связи. Определить для выбранного варианта перегрузку тр-ров в нормальном и аварийном режимах.

Основная литература

1. Рожкова Л.Д. и др. Электрооборудование электрических станций и подстанций. – 5-е изд. стер. – Москва: Издательство центр «Академия», 2008. – 448 с.
2. Яковлев В.В, Емцев А.Н., Карпова Н.А. Прикладная механика. Механический расчет конструкций высоковольтных воздушных линий и распределительных устройств подстанций 35 – 330 кВ. уч.пос. – Братск.: Изд-во БрГУ, 2013 – 132 с.
3. Емцев А.Н., Фадеев В.А. Аппараты и схемы электрической части станций и подстанций: уч.пособие – Братск: Изд-во БрГУ, 2014. – 240 с.

4. Баланов Ю.Н. и др. Проектирование схем электроустановок: уч.пособие. – 3-е стер. – Москва: Изд. дом МЭИ, - 2009, 288 с.
5. Шумаков Н.М., Емцев А.Н. Выключатели распределительных устройств ТЭЦ: уч.пособие. – Братск: изд-во БрГУ, 2012 -130 с.
6. Емцев А.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. Проектирование электрической части ТЭЦ: уч.пособие. – Братск. ГОУ ВПО «БрГУ», 2007 – 169 с.

Дополнительная литература

7. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. Госэнергонадзор Минэнерго России. – Москва: ЗАО «Энергосервис», 2003. – 392 с.
8. Емцев А.Н., Попик В.А. Изображение и обозначение элементов электрических схем: методические указания к выполнению дипломного проекта. - Братск: БрГУ, 2011.
9. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций (справочный материал). 4-е изд. пер. и допол. –Москва: Энергоатомиздат, - 1989, 608 с.
10. Гук Ю.Б. и др. проектирование электрической части станций и подстанций: уч.пособие. – Л.: Энергоатомиздат, - 1985, 312 с.
11. Лисовский Г.С., Хейфиц М.Э. Главные схемы и электрическое оборудование подстанций 35-750 кВ. 2-е изд. –Москва: Энергия, - 1977, 464 с.
12. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию. В 2-х томах./ Под общей редакцией А.А. Федорова. Т2. Электрооборудование. – Москва: Энергоатомиздат, - 1987, 592 с.
13. Ополева Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения: уч. пособие. ФОРУМ – ИНФРА – Москва: 2006 – 480 с.

Контрольные вопросы для самопроверки

- 1.Как определяется перегрузка силовых трансформаторов?
- 2.Какими показателями технико-экономического расчета определяется предпочтение варианта сравнения?

Практическое занятие №4.

Выбор схем распределительных устройств ТЭЦ

Задание: выбрать схему и уровень напряжения в РУ связи проектируемой ТЭЦ с системой.

Порядок выполнения:

ТЭЦ предназначены для снабжения потребителей тепловой и электрической энергии. Характерным для ТЭЦ является наличие значительной местной нагрузки в радиусе 2-10 км от станции, которую целесообразно питать на генераторном напряжении. Избыток мощности ТЭЦ отдают в сети повышенного напряжения системы. Отсюда для ТЭЦ характерно наличие распределительных устройств генераторного и повышенных напряжений.

На генераторном напряжении ТЭЦ применяют различные схемы.

1. Схема с одной секционированной системой сборных шин (рис. 1.4, а) [7 см. раздел 7].
Схема достаточно проста и наглядна. Наличие секционного выключателя повышает надежность, короткое замыкание на сборных шинах приводит к отключению только половины источников и трансформаторов связи с системой. Ремонт сборных шин и шинных разъединителей требует отключения только одной секции станции. Схему применяют на ТЭЦ с агрегатами малой мощности до 12 МВт с числом присоединений на секцию до 6.
2. Схема с двумя системами сборных шин, одна из которых секционирована (рис. 1.4, б).
Рабочая система шин секционируется, резервная – не секционирована. В нормальном режиме работаем на рабочей системе шин: QA1 и QA2 отключены. Резервная система шин используется для восстановления электроснабжения после КЗ на сборных шинах и для замены любой выводимой в ремонт секции сборных шин. Эта схема менее наглядна и более

сложна, чем предыдущая, к тому же более дорога. Однако повышенная маневренность сделала ее одной из основных схем на генераторном напряжении для ТЭЦ с большим числом присоединений на секцию.

На электростанциях с крупными генераторами возникает проблема ограничения уровня токов КЗ. Для ограничения токов КЗ на ТЭЦ применяют следующие способы:

- а) раздельная работа частей ТЭЦ (генераторов, трансформаторов, секций);
- б) использование секционных реакторов;
- в) использование линейных реакторов (индивидуальных, групповых, сдвоенных).

Раздельная работа приводит, однако, к снижению маневренности схемы, оборудование может загружаться не лучшим образом, в связи с чем возрастают потери мощности. Поэтому раздельная работа целесообразна только на мощных ТЭЦ с агрегатами свыше 100 МВт.

Токоограничивающие реакторы предназначены для ограничения токов КЗ и для поддержания на неповрежденных частях установки заданного уровня остаточного напряжения. Схемы включения реакторов можно видеть на рис. 1.4. [7 см. раздел 7].

Между условиями работы секционных и линейных реакторов есть существенная разница. В нормальном режиме работы переток мощности через секционный реактор мал; при правильном распределении нагрузки между секциями он равен нулю. Величина реактивности секционного реактора может быть взята большой. Номинальный ток секционного реактора выбирают по режиму отключения одного генератора или трансформатора связи с системой, когда через реактор протекает недостающая (или избыточная) мощность секции. Практически

$$X_p = (8 - 12)\% \text{ и } I_{p.\text{ном}} = (0,6 - 0,8) I_{г.\text{ном}}.$$

Через линейные реакторы постоянно протекает ток нагрузки, поэтому в них имеют место потери мощности. Реактивность линейного реактора не может быть большой. Обычно ее принимают не более 2-4 %. Значение реактивности выбирают по условиям ограничения тока КЗ до величины отключающей способности линейных выключателей стандартных ячеек распределительных устройств.

Номинальный ток линейного реактора выбирают из числа линий, которые присоединены к выбранному реактору.

В качестве линейных групповых реакторов желательно использовать сдвоенные реакторы, которые при симметричной загрузке плеч имеют меньшие потери мощности и эффективно ограничивают токи КЗ.

Сдвоенные реакторы иногда используют на ТЭЦ с генераторами небольшой мощности для уменьшения числа секций сборных шин. При этом два генератора подключены на плечи сдвоенного реактора, а сам реактор через разъединители подключен на рабочую секцию сборных шин. Реактивность сдвоенного реактора не превышает 2 %. Ток плеча равен току генератора.

Если шины генераторного напряжения ТЭЦ разделены на три-четыре секции, то возникает необходимость выравнивания потенциалов между секциями. В этом случае рекомендуется использовать принцип кольцевания секций через секционные выключатели QB и секционные реакторы LRB. Кольцевые схемы используются в распределительных устройствах генераторного напряжения как при одной системе сборных шин, так и при двух системах сборных шин, одна из них секционированная (рис. 1.3, б).

На повышенном напряжении ТЭЦ применяют следующие схемы.

1. Схема с одной секционированной системой сборных шин (рис. 1.3, а).
2. Схема с двумя несекционированными системами сборных шин (рис. 1.5).
3. Схема с двойной и обходной системами шин (рис. 1.6).
4. Схема мостиков (рис. 1.7, а, б).
5. Схема многоугольника (рис. 1.8).

Схема (рис. 1.5) [7 см. раздел 7] имеет присоединение, подключенное через вилку разъединителей к любой системе шин. Обычно одна система шин рабочая, другая – резервная, шиносоединительный выключатель QB отключен. Перевод с рабочей системы шин на резервную осуществляется без перерыва питания. При аварии на рабочей системе

шин происходит полное гашение шин, но нормальная работа схемы быстро восстанавливается: все присоединения переводятся на резервную систему шин.

Можно повысить надежность схемы, осуществив фиксированное присоединение элементов: обе системы шин нормально находятся в работе, QВ включен, источники и нагрузка равномерно распределяются между системами шин.

Схема может быть рекомендована для питания потребителей среднего уровня напряжения 35 и 110 кВ.

Схема с двойной системой шин и обходной находит широкое распространение на ТЭЦ для связи станции с системой на уровнях напряжения 110 и 220 кВ. Обходная система шин АО используется при выводе выключателей Q_1 и Q_2 в ревизию или ремонт без перерыва питания потребителей линии W_1 .

Обходную систему шин можно применять и в сочетании с одиночной секционированной системой шин.

ТЭЦ малой и средней мощности выдают в систему небольшую мощность, поэтому для связи с системой на таких ТЭЦ могут быть применены более простые схемы: одна система сборных шин, схема треугольника, схема мостика или квадрата.

Схемы с одной системой шин и схема треугольника могут использоваться при одном трансформаторе связи с системой.

В случае использования двух трансформаторов можно применять схемы мостиков (рис. 1.7, а и б) или схему квадрата (рис. 1.8). [7 см. раздел 7].

Схема мостиков на выключателях является экономически выгодной (три выключателя на четыре присоединения) и часто применяется на подстанциях (рис. 1.7, а) и станциях (рис. 1.7, б). Перемычка из выключателя Q_3 в сторону трансформатора T_1 и T_2 может быть рекомендована в том случае, когда вероятность КЗ на линии значительно больше, чем вероятность возникновения КЗ на подстанции или в РУ ВН станции. При равенстве показателей надежности линий и оборудования РУ ВН станции или когда вероятность на станции больше, чем вероятность КЗ на линии, рекомендуется использовать мостиковую схему с выключателем в сторону линий W_1 и W_2 (рис. 1.7).

Схема квадрата является экономичной, а кроме того, надежной и гибкой (рис. 1.8). Все операции в ней производятся только выключателями, любой элемент схемы выводят в ремонт без перерыва питания потребителей, при аварии на одном присоединении все остальные элементы остаются в работе; схема наглядна и проста. Ее недостаток – невозможность расширения без снижения надежности.

Форма отчетности: оформляется как раздел в курсовой проект.

Задания для самостоятельной работы: на основе практической работы в аудитории выбрать уровни напряжения во всех РУ ТЭЦ.

Рекомендации по выполнению заданий и подготовке к практическому занятию: выбрать уровни напряжения в РУ ТЭЦ с учетом перегрузки и перспективы дальнейшего развития электросхемы ТЭЦ.

Основная литература

1. Рожкова Л.Д. и др. Электрооборудование электрических станций и подстанций. – 5-е изд. стер. – Москва: Издательство центр «Академия», 2008. – 448 с.
2. Яковлев В.В, Емцев А.Н., Карпова Н.А. Прикладная механика. Механический расчет конструкций высоковольтных воздушных линий и распределительных устройств подстанций 35 – 330 кВ. уч.пос. – Братск.: Изд-во БрГУ, 2013 – 132 с.
3. Емцев А.Н., Фадеев В.А. Аппараты и схемы электрической части станций и подстанций: уч.пособие – Братск: Изд-во БрГУ, 2014. – 240 с.

4. Баланов Ю.Н. и др. Проектирование схем электроустановок: уч.пособие. – 3-е стер. – Москва: Изд. дом МЭИ, - 2009, 288 с.
5. Шумаков Н.М., Емцев А.Н. Выключатели распределительных устройств ТЭЦ: уч.пособие. – Братск: изд-во БрГУ, 2012 -130 с.
6. Емцев А.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. Проектирование электрической части ТЭЦ: уч.пособие. – Братск. ГОУ ВПО «БрГУ», 2007 – 169 с.

Дополнительная литература

7. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. Госэнергонадзор Минэнерго России. – Москва: ЗАО «Энергосервис», 2003. – 392 с.
8. Емцев А.Н., Попик В.А. Изображение и обозначение элементов электрических схем: методические указания к выполнению дипломного проекта. - Братск: БрГУ, 2011.
9. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций (справочный материал). 4-е изд. пер. и допол. –Москва: Энергоатомиздат, - 1989, 608 с.
10. Гук Ю.Б. и др. проектирование электрической части станций и подстанций: уч.пособие. – Л.: Энергоатомиздат, - 1985, 312 с.
11. Лисовский Г.С., Хейфиц М.Э. Главные схемы и электрическое оборудование подстанций 35-750 кВ. 2-е изд. –Москва: Энергия, - 1977, 464 с.
12. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию. В 2-х томах./ Под общей редакцией А.А. Федорова. Т2. Электрооборудование. – Москва: Энергоатомиздат, - 1987, 592 с.
13. Ополева Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения: уч. пособие. ФОРУМ – ИНФРА – Москва: 2006 – 480 с.

Контрольные вопросы для самопроверки

1. Как определить уровень напряжения в РУ в зависимости от передаваемой мощности?
2. Как учитывается вероятность повреждения на линиях и в РУ станций при выборе схем РУ.
3. Как учитывается транзит мощности через РУ ВН подстанций?
4. Как учитывается ремонтно - пригодность схем РУ станций в процессе их проектирования?

Практическое занятие №5.

Выбор реакторов, трансформаторов собственных нужд, их типов

Задание: выбрать трансформаторы собственных нужд, реакторы на отходящих линиях от РУ ГН ТЭЦ, реакторы секционные в РУ ГН ТЭЦ.

Порядок выполнения:

Выбор реакторов

Для ограничения токов короткого замыкания в схеме ТЭЦ предусматриваются секционные и групповые реакторы. Секционные реакторы на рабочей системе сборных шин генераторного напряжения выбираются на токи, равные 60-70 % тока генератора наибольшей мощности, работающего в РУ данного уровня напряжения. Сопротивление секционного реактора принимается в пределах 8-12 % исходя из условия, что перетоки мощности между секциями сборных шин будут минимальными. Секционный реактор должен быть внутренней установки, одинарный – горизонтальной установки фаз. В качестве групповых реакторов на отходящих линиях генераторного напряжения рекомендуется применять сдвоенные реакторы с сопротивлением $X_p = 4-6$ %. Если в каталогах сопротивление реактора задано в именованных единицах, то при выборе реакторов следует помнить о соотношении между X_p % и X_p в именованных единицах:

$$X_p = \frac{X_p \%}{100} \cdot \frac{U_H}{\sqrt{3}I_H}. \quad (1.12)$$

Токовая нагрузка плеча реактора зависит от того, сколько линий и какую токовую нагрузку планируется передавать через плечо реактора.

Загрузка плеч должна быть одинаковой. Использовать в качестве группового обычный одинарный реактор можно, но надо помнить, что потери мощности у таких реакторов значительно больше, а это снижает КПД станции. Распределение групповых реакторов и отходящих линий между секциями сборных шин должно быть таким, чтобы по возможности перетоки мощности были наименьшими. С целью уменьшения числа секций шин генераторного напряжения при большом количестве генераторов малой мощности (3-6 МВт) иногда сдвоенные реакторы используются для подключения генераторов. Генераторы одного типа и мощности подключаются на плечи реактора, а средняя точка подключается к секции шин. Сопротивление сдвоенного реактора принимается минимальным в пределах $X_p = 4-6 \%$. Ток плеча равен току генератора в режиме номинальной загрузки.

Выбор трансформаторов собственных нужд

Расход мощности на собственные нужды станции зависит от типа и мощности станции, рода топлива и способа его сжигания, параметров пара и ряда других условий. Так, для ТЭЦ на пылеугольном топливе потребление на собственные нужды составляет 8-14 % от установленной мощности генераторов, при использовании газомазутного топлива – 5-7 %. В курсовом проекте будем считать потребление на собственные нужды в объеме 10 % от установленной мощности генераторов. Потребления летнего и зимнего режимов работы станции будем считать одинаковыми.

Напряжениями собственных нужд являются: при генераторном напряжении 10,5; 15,75; 18; 20 – 6,3 кВ (1 ступень) и 0,4/0,23 кВ (2 ступень). Питание электродвигателей большой мощности 200 кВт и выше обеспечивается с шин 1-й ступени собственных нужд – 6,3 кВ, а меньшей мощности и освещения с шин 2-й ступени – 0,4/0,23 кВ. В некоторых случаях для питания электродвигателей большой мощности используется напряжение 10,5 кВ, но такие двигатели менее надежны и используются на ТЭЦ редко. При генераторном напряжении 6,3 кВ первая ступень СН имеет напряжение 6,3 кВ, а вторая ступень – 0,4/0,23 кВ. Первая ступень СН запитывается с шин генераторного напряжения через токоограничивающие реакторы

$$X_p = 4-6 \%, I_p \approx 0,1 I_{\text{генер.}}$$

Число секций СН первой ступени равно числу генераторов станции.

При мощности генераторов 160 МВт, а иногда и 100 МВт число секций первой ступени удваивается, т.е. составляет две на один генератор. В курсовом проекте следует предусматривать две секции СН первой ступени при генераторах в 100 МВт.

Число секций СН второй ступени удваивается по отношению к числу секций первой ступени.

Мощность трансформаторов СН первой ступени можно считать для ТЭЦ равной 10 % от мощности генераторов. Точное определение мощности трансформатора СН первой ступени можно найти из выражения:

$$S_{\text{тр}} \geq 0,9P_{\text{дв.6кВ}} + 0,7P_{\text{дв.0,4кВ}}, \quad (1.13)$$

где $P_{\text{дв.6кВ}}$ – суммарная мощность двигателей, питающихся от шин 6,3 кВ первой ступени СН ТЭЦ; $P_{\text{дв.0,4 кВ}}$ – суммарная мощность потребителей на шинах СН второй ступени.

Мощность трансформаторов СН второй ступени во всех случаях не превышает 1-2 % мощности генератора, и для питания секции СН второй ступени обычно используются трансформаторы по 1000 кВА на секцию.

Трансформаторы СН и их тип выбираем по табл. 1.5 или по соответствующим каталогам на трансформаторы из справочников.

Если известна мощность электродвигателей, питающихся с шин первой ступени СН, то выбранные трансформаторы можно проверить по условию самозапуска присоединенных к ним электродвигателей. Эта проверка может быть осуществлена по приближенной формуле

$$\sum P_{\text{дв.н}} \approx \frac{10}{U_{\text{к}} \% } S_{\text{н}} , \quad (1.14)$$

где $U_{\text{к}} \%$ – напряжение короткого замыкания трансформатора, питающего электродвигатели суммарной активной мощности $\sum P_{\text{дв.н}}$; $S_{\text{н}}$ – полная мощность трансформатора собственных нужд.

В процессе разработки схемы СН ТЭЦ должны быть выбраны и резервные трансформаторы СН. Они обычно присоединяются к шинам среднего напряжения 35 или 110 кВ. Запитывать резервные трансформаторы от уровня напряжения 220 кВ считается экономически невыгодным.

При отсутствии на станции РУ 35 или 110 кВ резервное питание СН осуществляется с шин генераторного напряжения. Количество резервных трансформаторов зависит от количества блоков и их мощности. При числе блоков до шести включительно и мощности генераторов не более 150 МВт в блоке обычно достаточно одного резервного трансформатора. Мощность резервных трансформаторов на ступень по каталогу больше мощности трансформаторов СН первой ступени.

Выбор генераторов ТЭЦ

Выбор генераторов станции сводится к определению его марки по каталогу с тем, чтобы можно было заранее установить параметры генератора, входящие в расчетную схему замещения при расчете токов короткого замыкания.

Форма отчетности: выполняется, как раздел в курсовой проект.

Задания для самостоятельной работы: на основании принципов выбора, рассмотренных в аудитории, выбрать трансформаторы СН и резервные трансформаторы СН, реакторы связи секций ТЭЦ, реакторы отход. Линий, уточнить тип генераторов.

Рекомендации по выполнению заданий и подготовке к практическому занятию: проработать по уч.пос. Емцев А.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. Проектирование электрической части ТЭЦ стр. 43-48.

Основная литература

1. Рожкова Л.Д. и др. Электрооборудование электрических станций и подстанций. – 5-е изд. стер. – Москва: Издательство центр «Академия», 2008. – 448 с.
2. Яковлев В.В, Емцев А.Н., Карпова Н.А. Прикладная механика. Механический расчет конструкций высоковольтных воздушных линий и распределительных устройств подстанций 35 – 330 кВ. уч.пос. – Братск.: Изд-во БрГУ, 2013 – 132 с.
3. Емцев А.Н., Фадеев В.А. Аппараты и схемы электрической части станций и подстанций: уч.пособие – Братск: Изд-во БрГУ, 2014. – 240 с.
4. Баланов Ю.Н. и др. Проектирование схем электроустановок: уч.пособие. – 3-е стер. – Москва: Изд. дом МЭИ, - 2009, 288 с.
5. Шумаков Н.М., Емцев А.Н. Выключатели распределительных устройств ТЭЦ: уч.пособие. – Братск: изд-во БрГУ, 2012 -130 с.
6. Емцев А.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. Проектирование электрической части ТЭЦ: уч.пособие. – Братск. ГОУ ВПО «БрГУ», 2007 – 169 с.

Дополнительная литература

7. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. Госэнергонадзор Минэнерго России. – Москва: ЗАО «Энергосервис», 2003. – 392 с.
8. Емцев А.Н., Попик В.А. Изображение и обозначение элементов электрических схем: методические указания к выполнению дипломного проекта. - Братск: БрГУ, 2011.
9. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций (справочный материал). 4-е изд. пер. и допол. –Москва: Энергоатомиздат, - 1989, 608 с.

10. Гук Ю.Б. и др. проектирование электрической части станций и подстанций: уч.пособие. – Л.: Энергоатомиздат, - 1985, 312 с.
11. Лисовский Г.С., Хейфиц М.Э. Главные схемы и электрическое оборудование подстанций 35-750 кВ. 2-е изд. –Москва: Энергия, - 1977, 464 с.
12. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию. В 2-х томах./ Под общей редакцией А.А. Федорова. Т2. Электрооборудование. – Москва: Энергоатомиздат, - 1987, 592 с.
13. Ополева Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения: уч. пособие. ФОРУМ – ИНФРА – Москва: 2006 – 480 с.

Контрольные вопросы для самопроверки

1. Как выбирается трансформатор собственных нужд на ТЭЦ при работе станции на твердом топливе?
2. Принципы выбора резервного трансформатора собственных нужд ТЭЦ?
3. Особенности выбора секционного реактора ТЭЦ?
4. Как выбрать реактор на отходящие линии ТЭЦ?
5. В чем особенность выбора генераторов ТЭЦ?

Практическое занятие №6.

Технико-экономическое сравнение вариантов

Задание: выбрать оптимальную схему РУ связи ТЭЦ с ситемой.

Порядок выполнения:

Для проектируемой станции намечается два-три конкурентоспособных варианта главной схемы электрических соединений. Варианты могут отличаться количеством генерирующих источников, подключенных к системам шин разных напряжений, количеством трансформаторов связи между этими системами шин, схемами генераторного и повышенного напряжений, числом высоковольтных выключателей, разъединителей и т.д.

Затем производится сравнение вариантов. При сравнении необходимо учесть:

- 1) простоту и наглядность схемы;
- 2) удобство эксплуатации (возможность быстрого вывода в ремонт выключателей, линий, шин, трансформаторов);
- 3) надежность работы (необходимо оценить вероятность возникновения той или иной аварии и величину генераторной мощности, которая может быть потеряна при аварии);
- 4) экономическую целесообразность вариантов схемы.

С целью упрощения расчетов основное внимание следует обратить на четвертый пункт и сравнивать варианты только по расчетным затратам. Варианты, в которых явно просматривается возможность нарушения электроснабжения потребителей из-за недопустимой перегрузки трансформаторов связи на 50 и более процентов, из рассмотрения следует исключить. Выбор оптимального варианта должен быть обоснован экономически, путем сопоставления размеров капитальных вложений, $K_{\text{тыс.руб}}$ и годовых эксплуатационных, $I_{\text{тыс.руб}}$ издержек.

Экономическую целесообразность схемы определяют минимальными затратами:

$$Z_{\text{пр}} = E_n K + I + U \rightarrow \min, \quad (1.15)$$

где K – капиталовложения на сооружение схемы станции, тыс. руб.

Для подсчета капитальных вложений рекомендуется следующая форма (табл. 1.10): E_n – нормативный коэффициент экономической эффективности, равный 0,12; I – годовые эксплуатационные издержки. Они включают амортизационные расходы и стоимость годовых потерь энергии в трансформаторах; U – ущерб от недоотпуска электроэнергии. Для упрощения принимается $U = 0$.

Годовые эксплуатационные издержки по отличающимся в вариантах элементам схем принято определять по выражению

$$И = \frac{\alpha K}{100} + \beta \Delta A_{\text{год}}, \quad (1.16)$$

где α – отчисления на амортизацию и обслуживание % ,], принимаем 8 %; $\Delta A_{\text{год}}$ – годовые потери энергии в электроустановке, кВт·ч; β – средняя себестоимость энергии руб./кВт·ч.

Потери электроэнергии в электроустановке будем считать равными потерям только в трансформаторах. Годовая потеря при параллельно работающих трансформаторах одинаковой мощности с одинаковым числом дней работы в году при двухобмоточных трансформаторах

$$\Delta A_{\text{год}} = \frac{1}{n} \Delta P_{\text{м}} \left(\frac{S_{\text{ср.сут}}}{S_{\text{н}}} \right)^2 \tau + n \Delta P_{\text{ст}} T_{\text{год}}, \quad (1.17)$$

где $P_{\text{м}}$ и $P_{\text{ст}}$ – номинальные потери мощности в меди и стали трансформатора в кВт берутся из паспортных данных; τ – условное время максимальных потерь, час; $T_{\text{год}} = 8760$ ч; $S_{\text{ср.сут}}$ – среднее значение мощности за расчетные сутки, кВА; $S_{\text{н}}$ – номинальная мощность принятого в варианте трансформатора, кВА; n – число трансформаторов.

В случае установки в распределительных устройствах ТЭЦ трехобмоточных трансформаторов потери электроэнергии в них могут быть определены по формуле

$$\Delta A_{\text{год}} = \frac{1}{n} (K_{3.в}^2 \cdot P_{\text{м.в}} + K_{3.ср}^2 \cdot P_{\text{м.ср}} + K_{3.н}^2 \cdot P_{\text{м.н}}) \tau_{\text{ср}} + n \Delta P_{\text{ст}} T_2 \quad (1.18)$$

где $K_{3.в}$, $K_{3.ср}$, $K_{3.н}$ – коэффициенты загрузки обмоток высокого, среднего и низкого напряжений трансформатора. Они определяются из суточных графиков нагрузки трансформаторов связи как $S_{\text{макс обм}}$

$$K_3 = \frac{S_{\text{макс обм}}}{S_{\text{н}}} \quad (1.19)$$

где $\Delta P_{\text{м.в}}$, $\Delta P_{\text{м.ср}}$, $\Delta P_{\text{м.н}}$ – потери активной мощности в обмотках высокого и низкого напряжений трансформатора, определяемые на основании каталожных данных по междуобмоточным потерям короткого замыкания $\Delta P_{\text{вс}}$, $\Delta P_{\text{вн}}$, $\Delta P_{\text{сн}}$.

$$\Delta P_{\text{м.в}} = 0,5(\Delta P_{\text{вс}} + \Delta P_{\text{вн}} - \Delta P_{\text{сн}}); \quad (1.20)$$

$$\Delta P_{\text{м.с}} = 0,5(\Delta P_{\text{вс}} + \Delta P_{\text{сн}} - \Delta P_{\text{вн}}); \quad (1.21)$$

$$\Delta P_{\text{м.н}} = 0,5(\Delta P_{\text{вн}} + \Delta P_{\text{сн}} - \Delta P_{\text{вн}}). \quad (1.22)$$

Для точных расчетов среднее время условных $\tau_{\text{ср}}$ потерь определяется на основании расчета времени условных потерь каждой из обмоток трансформатора или автотрансформатора как

$$\tau_{\text{ср}} = \frac{\tau_{\text{в}} + \tau_{\text{с}} + \tau_{\text{н}}}{3}. \quad (1.23)$$

Часто в приближенных расчетах принимают $\tau_{\text{ср}} = \tau$.

В автотрансформаторах, когда в каталогах даются значения $\Delta P_{\text{вн}}$ и $\Delta P_{\text{сн}}$ отнесенными к типовой мощности автотрансформатора, для приведения этих потерь к номинальной мощности их необходимо разделить на α^2 (α – коэффициент выгодности автотрансформатора):

$$\alpha = 1 - 1/K_{\text{ам}}, \quad (1.24)$$

где $K_{\text{ам}}$ – коэффициент трансформации автотрансформатора.

Нагрузочные потери отдельных обмоток в автотрансформаторах находятся из соотношений:

$$\Delta P_{\text{м.в}} = 0,5 \left(\Delta P_{\text{вс}} + \frac{\Delta P_{\text{вн}}}{\alpha^2} - \frac{\Delta P_{\text{сн}}}{\alpha^2} \right); \quad (1.25)$$

$$\Delta P_{\text{м.с}} = 0,5 \left(\Delta P_{\text{вс}} + \frac{\Delta P_{\text{сн}}}{\alpha^2} - \frac{\Delta P_{\text{вн}}}{\alpha^2} \right); \quad (1.26)$$

$$\Delta P_{\text{м.н}} = 0,5 \left(\frac{\Delta P_{\text{вн}}}{\alpha^2} + \frac{\Delta P_{\text{сн}}}{\alpha^2} - \Delta P_{\text{вс}} \right). \quad (1.27)$$

При подсчете потерь в автотрансформаторах и трансформаторах допускается пренебрегать потерями реактивной мощности.

При определении стоимости потерь электроэнергии в сравниваемых вариантах схемы ТЭЦ значение можно принять равным 0,01 руб./кВт·ч, что не соответствует действительности, но значительно облегчает расчет. Кроме того, с целью облегчения расчета будем считать, что сравниваемые варианты схем равноценны по надежности. Следовательно, расчетом составляющей ущерба при определении приведенных затрат можно пренебречь.

Окончательно варианты выбираем по данным табл. 1.11.

Таблица 1.11

Выбор вариантов по величине затрат

№	Составляющие приведенных затрат	1 вариант	2 вариант
1	Отчисления на амортизацию, ремонт и обслуживание		
2	Стоимость потерь электроэнергии		
3	Капитальные вложения		
4	Приведенные затраты $Z_{\text{пр}} = E_n K + I$		

Если при значениях начальных затрат обоих вариантов K_1 – капиталовложения первого варианта больше K_2 – капиталовложений второго варианта, а их годовые эксплуатационные расходы $\mathcal{E}_1 < \mathcal{E}_2$, то применяют дополнительное условие – срок окупаемости $\frac{K_1 - K_2}{\mathcal{E}_2 - \mathcal{E}_1} = T_{\text{лет}}$.

Если $T_{\text{лет}} < 6,6$ лет, выгоднее вариант с меньшими эксплуатационными расходами, при $T_{\text{лет}} > 6,6$ – вариант с меньшими капиталовложениями.

Если приведенные затраты по сравниваемым вариантам отличаются не более чем на 5 %, то варианты считаются равноценными. Предпочтение в этом случае отдается более надежному варианту, обеспечивающему более устойчивое электроснабжение потребителей.

Необходимо отметить, что выбор главной схемы и технико-экономическое сравнение вариантов схем являются разделами, характеризующими наиболее полно творческие и технические возможности исполнителя курсового проекта.

Форма отчетности: оформляется как раздел в курсовой проект.

Задания для самостоятельной работы: проработать материал стр. 48-55 по уч. пос. Емцев А.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. Проектирование электрической части ТЭЦ.

Рекомендации по выполнению заданий и подготовке к практическому занятию: для выбранных трансформаторов связи найти потери мощности в меди, стали. Найти капиталовложения на сооружение станции с трансформаторами заданной мощности, амортизацию затраты, стоимость электроэнергии.

Основная литература

1. Рожкова Л.Д. и др. Электрооборудование электрических станций и подстанций. – 5-е изд. стер. – Москва: Издательство центр «Академия», 2008. – 448 с.
2. Яковлев В.В, Емцев А.Н., Карпова Н.А. Прикладная механика. Механический расчет конструкций высоковольтных воздушных линий и распределительных устройств подстанций 35 – 330 кВ. уч.пос. – Братск.: Изд-во БрГУ, 2013 – 132 с.
3. Емцев А.Н., Фадеев В.А. Аппараты и схемы электрической части станций и подстанций: уч.пособие – Братск: Изд-во БрГУ, 2014. – 240 с.

4. Балаков Ю.Н. и др. Проектирование схем электроустановок: уч.пособие. – 3-е стер. – Москва: Изд. дом МЭИ, - 2009, 288 с.
5. Шумаков Н.М., Емцев А.Н. Выключатели распределительных устройств ТЭЦ: уч.пособие. – Братск: изд-во БрГУ, 2012 -130 с.
6. Емцев А.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. Проектирование электрической части ТЭЦ: уч.пособие. – Братск. ГОУ ВПО «БрГУ», 2007 – 169 с.

Дополнительная литература

7. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. Госэнергонадзор Минэнерго России. – Москва: ЗАО «Энергосервис», 2003. – 392 с.
8. Емцев А.Н., Попик В.А. Изображение и обозначение элементов электрических схем: методические указания к выполнению дипломного проекта. - Братск: БрГУ, 2011.
9. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций (справочный материал). 4-е изд. пер. и допол. –Москва: Энергоатомиздат, - 1989, 608 с.
10. Гук Ю.Б. и др. проектирование электрической части станций и подстанций: уч.пособие. – Л.: Энергоатомиздат, - 1985, 312 с.
11. Лисовский Г.С., Хейфиц М.Э. Главные схемы и электрическое оборудование подстанций 35-750 кВ. 2-е изд. –Москва: Энергия, - 1977, 464 с.
12. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию. В 2-х томах./ Под общей редакцией А.А. Федорова. Т2. Электрооборудование. – Москва: Энергоатомиздат, - 1987, 592 с.
13. Ополева Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения: уч. пособие. ФОРУМ – ИНФРА – Москва: 2006 – 480 с.

Контрольные вопросы для самопроверки

1. Как определяются потери в стали у силовых трансформаторов?
2. Как определить потери в меди у силовых трансформаторов?
3. Как определить потери в меди у автотрансформаторов и трехобмоточных трансформаторов?
4. Как определяются приведенные затраты на сооружение станций?
5. Смысл срока окупаемости варианта?

Практическое занятие №7.

Расчет токов короткого замыкания

Задание: научиться рассчитывать токи КЗ в реальных силовых схемах электрической станции с учетом внешних и внутренних источников генерации электроэнергии.

Порядок выполнения:

Расчетная схема

Расчет токов короткого замыкания (КЗ) является важнейшим этапом проектирования любого электротехнического сооружения, так как на основании его результатов производится проверка выбранного оборудования, токоведущих частей электроустановки и расчет уставок релейных защит.

Токи КЗ в высоковольтных цепях переменного тока рассчитываются по относительным сопротивлениям элементов цепи до точки КЗ X^* , которые определяют при единой базисной мощности $S_б$, базисном напряжении $U_б$, равном среднему напряжению ступени, и базисном токе $I_б$.

Целесообразно соблюдать такую последовательность расчета токов КЗ:

- 1) составление расчетной схемы;
- 2) определение относительных сопротивлений элементов схемы;
- 3) составление эквивалентных схем замещения и преобразования;
- 4) определение суммарного сопротивления до характерных точек КЗ;

5) расчет токов КЗ и мощности КЗ для указанных точек.

Расчетную схему составляют по известной схеме первичного электроснабжения и принятой однолинейной схеме проектируемой станции или подстанции. На расчетной схеме в однолинейном изображении указывают все источники питания и все элементы системы электроснабжения.

Для проверки оборудования на действие токов КЗ точки КЗ следует намечать таким образом, чтобы через оборудование протекал максимально возможный ток КЗ. Обычно такими точками являются сборные шины РУ генераторного напряжения, шины промежуточных РУ, шины связи с системой и шины собственных нужд. Если проверяется чувствительность релейной защиты в указанных РУ, то необходимо знать и минимальные токи КЗ. В связи с этим при расчете токов КЗ требуется составление двух расчетных схем, соответствующих режимам минимального и максимального токов КЗ.

Заменяя элементы расчетной схемы относительными сопротивлениями, вычисленными для случая трехфазного КЗ при базисных условиях согласно табл. 12, составляют эквивалентную схему замещения.

Базисная мощность одинакова для всех расчетных точек, она берется произвольной, обычно кратной 100; величины же базисного тока различны и зависят от напряжений в расчетной точке. На расчетной схеме намечают расчетные точки короткого замыкания. В пояснениях следует кратко показать, для каких аппаратов или элементов схемы расчетная точка определяет наихудший режим работы. Если токи КЗ определяются для проверки оборудования на устойчивость при КЗ, то расчетная точка должна быть выбрана так, чтобы по выбираемому электрооборудованию протекал наибольший возможный ток КЗ. Затем для выбранной точки КЗ составляют последовательные схемы замещения, в которых все элементы цепи обозначаются дробью: в числителе – порядковый номер, в знаменателе – значение индуктивного сопротивления. Преобразуя схему, получают результирующее сопротивление, с помощью которого можно найти необходимые для дальнейших расчетов значения трехфазного короткого замыкания – начальное (сверхпереходное) I'' , ударное $i_{уд}$ и установившееся I .

Все генераторы станции следует считать оборудованными устройствами АРВ. Определение тока двухфазного КЗ $I^{(2)}$ является необходимым лишь для цепи генератора при условии $X_{*p} < 0,6$, при котором $I_{\infty}^{(2)} > I_{\infty}^{(3)}$; во всех остальных случаях $I''^{(2)} < I''^{(3)}$, следовательно и $i_{уд}^{(2)} < i_{уд}^{(3)}$.

Следует учитывать помимо этого, что тяжесть отключения цепи при КЗ определяется не только величиной отключаемого тока, но и величиной восстанавливающегося напряжения на контактах выключателя, а оно при трехфазном КЗ наибольшее и имеет коэффициент схемы 1,5 против 1,3 для двухфазного КЗ в самом худшем случае (неодновременном размыкании контактов выключателя).

При питании от нескольких источников различной электрической удаленности (станция и система), сходящихся в расчетной точке, необходимо определить токи каждого из них в отдельности, а затем сложить эти значения. Если сопротивление источника до точки КЗ будет меньше трех, определение кратностей периодической слагающей тока КЗ должно производиться по расчетным кривым (при условии питания от типового турбогенератора с автоматическим регулированием напряжения), приведенным в [2, раздел 8.3]. При этом результирующее сопротивление должно быть приведено к мощности источника питания.

При питании от системы неограниченной мощности ($S_c = \infty$), а также если расчетное сопротивление до точки КЗ больше трех, периодическая слагающая тока КЗ определяется аналитическим путем. При этом значения тока будут одинаковыми для всех моментов времени:

$$I'' = I_{\infty} = \frac{I_6}{X_{*\Sigma(6)}}. \quad (2.1)$$

Значение базисного тока вычисляется из выражения

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3}U_{расч}}. \quad (2.2)$$

Значения ударного тока находят по формуле

$$i_{уд} = 2,55I'' . \quad (2.3)$$

Для цепи генератора

$$i_{уд} = 2,68I'' . \quad (2.4)$$

Одновременно определяют значение коэффициента затухания:

$$\beta'' = \frac{I''}{I_\infty} . \quad (2.5)$$

Итоговые значения токов КЗ для всех точек должны быть сведены в общую таблицу.

Выбор расчетных точек КЗ рассмотрим на примере станции с двумя генераторами и двумя трансформаторами связи (рис. 2.1). [7 см. раздел 7].

Расчет тока КЗ начинаем с определения токов в основных коммутационных узлах установки. Схема, показанная на рис. 2.1, имеет две узловые точки: шины 6-10 кВ (точка К₁) и шины 35-220 кВ (точка К₂). Для районной станции узловыми точками являются шины повышенного напряжения (одного или двух), а при применении укрупненных блоков также и сборка генераторного напряжения блока. На понизительной подстанции основными узлами являются сборные шины первичного и вторичного (одного или двух) напряжений. Для выявления наибольшего возможного тока КЗ в каждом узле следует считать включенными все генераторы, трансформаторы, линии. Токи, найденные для узловых точек, в дальнейшем используют при выборе аппаратов в отдельных цепях. При этом надо иметь в виду, что аппараты во всех цепях РУ напряжением 35 кВ и выше проверяют по току КЗ в узловой точке соответствующего РУ (обоснование указанного положения дано ниже). В отличие от этого в РУ напряжением 3-20 кВ для каждой цепи определяют свой расчетный ток КЗ. Поэтому целесообразно определить составляющие тока КЗ, а ток в узле получить их суммированием.

Например, ток в точке К₁ (рис. 2.1) равен

$$I_{к1} = 2I_G + 2I_T ,$$

где I_G – составляющая точка КЗ от одного генератора данной ТЭЦ; I_T – составляющая тока КЗ от системы, посылаемая через один трансформатор связи.

Токи I_G и I_T – указаны стрелками на рис. 2.1.

Для каждой цепи следует выбирать расчетную точку так, чтобы через проверяемый аппарат или проводник протекал наибольший ток КЗ.

Для выбранной точки не следует в каждом случае составлять свою схему замещения и определять ток КЗ. Для большинства цепей можно использовать определенные ранее составляющие токов в узловой точке от равных источников и находить искомый расчетный ток суммированием нужных составляющих.

Как будет показано ниже, только для некоторых цепей приходится приводить расчет тока КЗ при измененных условиях, например при отключенном трансформаторе связи.

Рассмотрим выбор расчетных точек для отдельных цепей схемы рис. 2.1.

Цепь трансформаторов собственных нужд Т₃ (выключатель Q₁) находится в самых тяжелых условиях. Ток, проходящий аппараты и проводники этой цепи при КЗ в К₁, составляет

$$I_{расчТЗ} = I_{к1} = 2I_G + 2I_T .$$

При КЗ на стороне вторичного напряжения трансформатора Т₃ ток через Q₁ значительно меньше.

Цепь генератора (выключатель Q₂). Через аппараты этой цепи протекают различные токи КЗ в К₁ и К₃. При повреждении на шинах (К₁) в рассматриваемой цепи протекает ток генератора I_G , а при повреждении на выводах генератора (К₃) через выключатель Q₂, I_T , другие аппараты и проводники цепи протекает ток от Т₂ и от системы через два трансформатора связи.

Следовательно, расчетной точкой является точка K_3 . Расчетный ток для проверки аппаратуры этой цепи равен:

$$I_{\text{расч.г1}} = I_{\text{г2}} + 2I_{\text{т}}, \quad \text{он меньше, чем ток на шинах (точка } K_1).$$

Цепь трансформатора связи T_1 (выключатель Q_3). При КЗ в точке K_1 через выключатель Q_3 протекает ток от системы, равный $I_{\text{т}}$. Этот ток будет больше, если трансформатор T_2 отключен. При повреждении на выводах обмотки низшего напряжения трансформатора (точка K_4) по рассматриваемому участку цепи протекают токи от двух генераторов и от системы C через трансформатор T_2 . Для выявления наибольшего тока в расчетной схеме следует принять отключенным выключатель Q_4 , так как при этом ток от системы через T_2 ($I'_{\text{т}}$) будет больше

$I'_{\text{т}} > I_{\text{т}}$, где $I'_{\text{т}}$ – ток КЗ от системы через трансформатор связи при отключенном втором трансформаторе; $I_{\text{т}}$ – то же, но при двух включенных трансформаторах.

Расчетной точкой является точка K_4 , а расчетный ток КЗ равен $I_{\text{расч.т1}} = 2I_{\text{г}} + I'_{\text{т}}$.

Цепь секционного выключателя (выключатель Q_5). При КЗ на одной из секций (точка K_1) через секционный выключатель протекает ток от источников, подключенных к другой секции.

Расчетный ток равен $I_{\text{расч.05}} = I_{\text{г2}} + I'_{\text{т}}$.

В этом случае T_1 также следует принять отключенным. Цепь линии с реактором (выключатель Q_6). В отличие от всех остальных цепей, для реактивной линии за расчетный случай КЗ принимается не тот, который дает наибольший ток КЗ. На основании опыта эксплуатации РУ с реакторами на линиях и в соответствии с ПУЭ выключатель Q_6 , все аппараты и шины между реактором и шинным разъединителем выбирают по КЗ за реактором (точка K_5). Повреждения между Q_6 и реактором, а также в самом реакторе не рассматриваются ввиду малой их вероятности. При определении $I_{\text{к5}}$ все источники питания принимают включенными.

По аналогии с рассматриваемой системой выбирают расчетные токи КЗ для сборки 10-20 кВ укрупненных блоков станций, для РУ 6-10 кВ понизительных подстанций. Если на подстанции к шинам 6-10 кВ подключены синхронные компенсаторы, то аппараты их цепей выбирают по тем расчетным условиям, которые в цепях генераторов рассмотренной выше схемы.

При применении в РУ 6-10 кВ двух систем шин аппаратуры в цепи шиносоединительного выключателя выбирают по полному току КЗ на шинах (точка K_1), поскольку такой ток пойдет через эту цепь при включении шиносоединительного выключателя на поврежденную резервную систему шин.

Для удобства компоновки и эксплуатации на напряжениях 35-500 кВ применяют во всех цепях РУ однотипное оборудование, однотипные выключатели, разъединители и другие аппараты.

Поэтому проверку аппаратов по условиям КЗ выполняют только в цепи с наибольшим током КЗ. При наличии сборных шин расчетной цепью является отходящая тупиковая линия (точка K_2 на рис. 2.1, причем ток КЗ в K_2 равен току КЗ в узловой точке данного РУ (точка K_2). Следовательно, для проверки аппаратов РУ 35-500 кВ достаточно определить ток в узле данного РУ.

Схема замещения

Необходимо составить схему замещения для определения тока в начальный момент трехфазного КЗ в расчетном узле.

В схему замещения входят:

1. Источники питания (генераторы станции и системы, синхронные компенсаторы, имеющиеся на проектируемой установке и в заданной электрической схеме).
2. Все элементы связи, по которым протекает ток от источника питания к месту повреждения. К ним относятся трансформаторы.
3. Электрические нагрузки, которые содержат высоковольтные электродвигатели, подключенные вблизи места повреждения.

Практически при расчете тока КЗ в распределительных устройствах 35 кВ и выше электрические нагрузки не учитывают и в схему замещений их не вводят.

Учитывать токи КЗ со стороны необходимо в тех случаях, когда от шин 3-10 кВ станции или подстанции получают питание мощные синхронные или асинхронные двигатели, присоединенные непосредственно без понижающих трансформаторов (например, синхронные компенсаторы). В схему замещения входят источники питания со своими ЭДС и сопротивлениями, элементы связи-сопротивлениями. При определении параметров отдельных элементов схемы замещения удобно пользоваться системой относительных единиц. Это упрощает расчет, когда поочередно определяют ток при КЗ в разных точках схемы.

При расчете тока КЗ для выбора аппаратов начальный ток находят упрощенно, полагая сверхпереходную ЭДС генератора в относительных единицах равной $E'_{*r} = 1$.

В действительности E'_{*r} нагруженного генератора несколько выше, а при номинальной нагрузке составляет 1,08-1,18 в зависимости от типа генератора, что при необходимости может быть уточнено.

Генераторы входят в схему замещения сверхпереходным сопротивлением X''_{*d} . Значения X''_{*d} для турбогенераторов можно взять из [1] или табл. 8 названного пособия.

Индуктивное сопротивление прямой последовательности линий примерно равно:

воздушные линии 6-220 кВ 0,40 Ом/км

кабельные линии 6-10 кВ 0,08 Ом/км.

Сопротивление всех элементов, введенных в схему замещения, следует выразить в относительных единицах при принятых базисных условиях. Формулы расчета сопротивлений известны из курса «Переходные процессы в электрических системах». Расчет ведут по средним коэффициентам трансформации, при этом базисные величины напряжений принимают следующие средние значения: 3,15; 6,3; 10,5; 13,8; 15,75; 18,37; 115; 230; 330; 500 кВ.

На рис. 2.2 [7 см. раздел 7] показана схема замещения, соответствующая расчетной схеме на рис. 2.1. Рассмотрено КЗ в точке K_1 , при этом в схему замещения не вошли нагрузки линии W_2 , трансформатор собственных нужд T_3 и реактор LR.

Для схемы замещения, показанной на рис. 2.2, сопротивления в относительных единицах, отнесенные к базисной мощности и базисным напряжениям, равным средним значениям на соответствующих ступенях трансформации, вычисляются с учетом формул табл. 2.1.

На схеме замещения все сопротивления обозначаются порядковыми номерами, под чертой указывают величину сопротивления. Полученную схему замещения упрощают, сворачивая к точке КЗ.

Определение начального периодического тока и ударного тока короткого замыкания

Действующее значение периодической составляющей тока в месте повреждения для начального момента КЗ $I'' = I_\infty$ определяют по выражению

$$I'' = I_\infty = \frac{I_6}{X_{*\Sigma}}, \quad (2.6)$$

где $X_{*\Sigma}$ – суммарное относительное сопротивление сложной схемы до точки КЗ (в базисных единицах).

При выборе аппаратов на напряжении 6-10 кВ необходимо определить токи для отдельных цепей (точки K_1 , K_3 , K_4 на рис. 2.1). Для определения этих расчетов целесообразно ток КЗ на шинах 6-10 кВ определять как сумму токов от разных источников (рис. 2.3) [7 см. раздел 7].

$$I'' = I_{oc} + I_{or} = \frac{I_6}{X_{*\Sigma c}} + \frac{I_6}{X_{*\Sigma r}},$$

где $X_{*\Sigma c}$, $X_{*\Sigma r}$ – суммарное относительное сопротивление, ветви системы и ветви генераторов. Ударный ток при КЗ в сети напряжения 35 кВ и выше равен

$$i_{уд} = \sqrt{2} K_y I'', \quad (2.7)$$

где K_y – ударный коэффициент.

При КЗ на напряжении 3-10 кВ значения ударного коэффициента обычно выражаются через постоянную времени затухания апериодической составляющей тока КЗ как

$$K_y = \left(1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}} \right), \quad (2.8)$$

$$T_a = \frac{X_{рез}}{\omega \Gamma_{рез}}, \quad (2.9)$$

где T_a – постоянная времени в секундах. Для турбогенераторов T_a приведена в табл. 1.8. Значения T_a и K_y для других точек КЗ в схеме можно взять из табл. 2.2.

Таблица 2.2

Место короткого замыкания	T_a , с	K_y
РУ повышенного напряжения станции	0,13	1,92
РУ повышенного напряжения подстанции	0,05	1,80
РУ вторичного напряжения подстанции	0,06	1,85
За линейным реактором	0,20	1,95
На кабельных линиях 6-10 кВ	0,01	1,40
За трансформатором 1000 кВА	0,02	1,60
РУ генераторного напряжения станции	0,06	1,85

Если вблизи места КЗ подключены мощные синхронные и асинхронные электродвигатели, то при определении I'' и $i_{уд}$ необходимо добавить соответствующие токи двигателей. Для упрощения расчетов все двигатели, питающиеся от шин собственных нужд блока, необходимо привести к эквивалентному двигателю, подключенному к секции этого же блока. Если секции получают питание от трансформатора с расщепленной обмоткой, то учитываются двигатели одной полусекции, связанные электрически.

Суммарная номинальная мощность двигателей и их суммарный номинальный ток должны быть известны для конкретной станции. При отсутствии точных данных, что имеет место в курсовом проекте, можно принимать номинальную мощность двигателей собственных нужд равной 70-80 % от всей мощности потребителей собственных нужд тепловой станции. Эта мощность собственных нужд может быть принята за мощность эквивалентного двигателя, заменяющего реальную группу двигателей, подключенных к секции собственных нужд одного блока станции. Если энергоблок станции имеет две секции собственных нужд первой ступени и секции получают питание от трансформатора с расщепленными обмотками, то учитывать следует только двигатели одной секции.

Сверхпереходный ток от эквивалентного двигателя

$$I''_д = K_{пуск.ср} \Sigma I_n, \quad (2.10)$$

где ΣI_n – сумма номинальных токов двигателей собственных нужд секции шин или блока; $K_{пуск.ср}$ – среднее значение кратности пускового тока эквивалентного двигателя.

Ударный ток

$$i_{уд} = K_{yэ} \sqrt{2} I''_д, \quad (2.11)$$

где $K_{yэ}$ – ударный коэффициент.

Периодическая составляющая тока эквивалентного двигателя к моменту выключателя ($\tau = 0,1$ с) равна

$$I_n = \gamma_{нт} I''_д, \quad (2.12)$$

апериодическая составляющая –

$$i_a = \sqrt{2} \gamma_{ат} I''_д. \quad (2.13)$$

Значения коэффициентов $K_{yэ}$, γ_n , γ_a приведены в [4, с. 491], в зависимости от мощности генераторов блока

P_n (МВт)	$K_{\text{пуск.ср}}$	$K_{yэ}$	γ_n	γ_a
100	5,7	1,55	0,29	0,08
150	5,75	1,39	0,29	0,04
200	5,8	1,65	0,33	0,06
300	5,5	1,56	0,14	0,06

При мощности генераторов станции меньше 100 МВт значения $K_{yэ}$, γ_n , γ_a можно принимать такими же, как и для блоков с $P_n = 100$ МВт.

После выполнения расчета тока КЗ необходимо составить таблицу результатов для всех расчетных точек КЗ в следующем виде:

Расчетная точка КЗ	K_1	K_2	K_3	...	K_n
I'' (кА)					
$I_{уд}$ (кА)					

Форма отчетности: оформляется, как раздел в курсовой проект.

Задания для самостоятельной работы: проработать самостоятельно материал стр. 56-70 по уч. пос. Емцев А.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. Проектирование электрической части ТЭЦ. В дисплейном классе получить навыки машинного расчета токов КЗ.

Рекомендации по выполнению заданий и подготовке к практическому занятию: освоить расчет токов КЗ в силовых схемах электрических станций. Определить ударный и установившейся ток КЗ. Сравнить ручной расчет с машинным. Выбрать расчетный режим для выбора основного электрооборудования.

Основная литература

1. Рожкова Л.Д. и др. Электрооборудование электрических станций и подстанций. – 5-е изд. стер. – Москва: Издательство центр «Академия», 2008. – 448 с.
2. Яковлев В.В, Емцев А.Н., Карпова Н.А. Прикладная механика. Механический расчет конструкций высоковольтных воздушных линий и распределительных устройств подстанций 35 – 330 кВ. уч.пос. – Братск.: Изд-во БрГУ, 2013 – 132 с.
3. Емцев А.Н., Фадеев В.А. Аппараты и схемы электрической части станций и подстанций: уч.пособие – Братск: Изд-во БрГУ, 2014. – 240 с.
4. Балаков Ю.Н. и др. Проектирование схем электроустановок: уч.пособие. – 3-е стер. – Москва: Изд. дом МЭИ, - 2009, 288 с.
5. Шумаков Н.М., Емцев А.Н. Выключатели распределительных устройств ТЭЦ: уч.пособие. – Братск: изд-во БрГУ, 2012 -130 с.
6. Емцев А.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. Проектирование электрической части ТЭЦ: уч.пособие. – Братск. ГОУ ВПО «БрГУ», 2007 – 169 с.

Дополнительная литература

7. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. Госэнергонадзор Минэнерго России. – Москва: ЗАО «Энергосервис», 2003. – 392 с.
8. Емцев А.Н., Попик В.А. Изображение и обозначение элементов электрических схем: методические указания к выполнению дипломного проекта. - Братск: БрГУ, 2011.
9. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций (справочный материал). 4-е изд. пер. и допол. –Москва: Энергоатомиздат, - 1989, 608 с.
10. Гук Ю.Б. и др. проектирование электрической части станций и подстанций: уч.пособие. – Л.: Энергоатомиздат, - 1985, 312 с.
11. Лисовский Г.С., Хейфиц М.Э. Главные схемы и электрическое оборудование подстанций 35-750 кВ. 2-е изд. –Москва: Энергия, - 1977, 464 с.

12. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию. В 2-х томах./ Под общей редакцией А.А. Федорова. Т2. Электрооборудование. – Москва: Энергоатомиздат, - 1987, 592 с.
13. Ополева Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения: уч. пособие. ФОРУМ – ИНФРА – Москва: 2006 – 480 с.

Контрольные вопросы для самопроверки

1. С какой целью выполняется расчет токов КЗ в электросхемах?
2. Какие допущения при работе токов КЗ возможны?
3. За счет чего возникает расхождение в определении токов КЗ при ручном и машинном расчете?
4. В чем сущность метода суперпозиции при расчете токов КЗ?

Практическое занятие №8.

Выбор аппаратов и токоведущих частей электроустановок

Задание: научиться выбирать основное оборудование станций и подстанций на основе параметров тока КЗ в заданном РУ.

Порядок выполнения:

Общие положения

Электрические аппараты распределительных устройств должны надежно работать как в нормальном режиме, так и при возможных отклонениях от него. При проектировании электрических установок все аппараты и токоведущие части выбирают по условиям длительной работы при нормальном режиме и проверяют по условиям работы при коротких замыканиях.

Все аппараты и токоведущие части подвергаются динамическому и теоретическому воздействию токов КЗ. За расчетное принимают трехфазное КЗ.

Электродинамическая стойкость характеризуется максимально допустимым током аппарата I_{\max} , который должен быть равен или больше расчетного ударного тока трехфазного КЗ.

Проверка на термическую стойкость сводится к определению наибольшей температуры нагрева их токами КЗ, для чего необходимо знать расчетное время действия тока КЗ и время отключения КЗ $t_{\text{откл}}$. В эту величину входит время действия релейной защиты t_3 и полное время отключения

выключателя $t_{\text{в}}$ $t_{\text{откл}} = t_3 + t_{\text{в}}$.

Значения t_3 и $t_{\text{в}}$ приведены в справочниках по выключателям и релейной защите. Чаще всего принимается $t_{\text{в}} = 0,08$ с как для быстродействующих выключателей. Значение $t_3 = 0,02$ с.

Для проверки на термическую стойкость нужно определить величину $B_{\text{к}}$ теплового импульса короткого замыкания, характеризующего количество тепла, выделяющегося в аппарате и проводнике за время отключения:

$$B_{\text{к}} = \int_0^{t_{\text{отк}}} i_{\text{кз}}^2 dt = B_{\text{кп}} + B_{\text{ка}}, \quad (2.14)$$

где $I_{\text{кт}}$ – мгновенное значение тока КЗ в момент t ; $B_{\text{кп}}$ – тепловой импульс с периодического тока; $B_{\text{ка}}$ – тепловой импульс аperiodического тока.

Проводники и аппараты, выбранные для мощных присоединений по условиям длительного режима и динамической стойкости, имеют значительные запасы по термической стойкости. Поэтому величину теплового импульса $B_{\text{к}}$ можно определить как

$$B_{\text{к}} = I''^2 (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}). \quad (2.15)$$

Значение теплового импульса будет получено при этом несколько завышенное.

Выбор высоковольтных выключателей

В соответствии с ГОСТ 687-70 для выбора выключателей необходимо иметь следующие расчетные точки КЗ: начальный периодический ток I'' , ударный ток $i_{\text{уд}}$, периодический $I_{\text{п}}$ и аperiodический $I_{\text{а}}$, отключаемые к моменту размыкания дугогасительных контактов выключателя (момент τ).

Может быть определена и расчетная мощность отключения $S_{\text{откл.р}}$. Расчетный ток отходящей линии приближенно может быть принят как

$$I_{\text{расч.}} \approx \frac{S_{\text{max}}}{n\sqrt{3}U_{\text{н}}}, \quad (2.16)$$

где n – число отходящих линий; S_{max} берется из формы подсчета суточных нагрузок.

Периодическая составляющая отключаемого тока при удаленном КЗ (КЗ в РУ и сети повышенных напряжений станций, РУ низшего напряжения за линейным реактором) принимается незатухающей и равной сверхпереходному току

$$I_{\text{пт}} = I''.$$

При КЗ вблизи генератора, что и рассматривается в курсовом проекте, к моменту размыкания цепи выключателем периодический ток синхронного генератора заметно затухает. Ток от системы можно принимать незатухающим. Тогда периодическая составляющая отключаемого тока определяется по выражению:

$$I_{\text{пт}} = \Sigma I_{\text{пт}\tau} + I_{\text{с}} \quad (2.17)$$

где $\Sigma I_{\text{пт}\tau}$ – суммарный периодический ток генераторов, расположенных в момент τ у места КЗ; $I_{\text{с}}$ – периодический ток от системы.

Периодическая составляющая тока генератора может быть определена по расчетным кривым. Эти кривые позволяют определить относительную величину периодической составляющей тока турбогенераторов $I_{\text{пт}^*}$ в зависимости от расчетного сопротивления $X_{\text{расч}}$. Ток в амперах может быть подсчитан по выражению

$$I_{\text{пт}} = I_{\text{пт}^*} I_{\text{нв}}, \quad (2.18)$$

где $I_{\text{нв}}$ – номинальный ток источника ветви схемы замещения, подсчитанный при напряжении $U_{\text{ср}}$ места КЗ, т.е.

$$I_{\text{нв}} = \frac{S_{\text{н.в.}}}{\sqrt{3}U_{\text{ср}}}. \quad (2.19)$$

При КЗ, вблизи шин 6-10 кВ, к которым подключены мощные двигатели, надо учитывать ток подпитки от двигателей в момент отключения выключателей.

Расчетный периодический ток в этом случае равен

$$I_{\text{пт}} = I_{\text{с}}'' + I_{\text{птт}}. \quad (2.20)$$

Апериодический ток к моменту отключения при удаленном КЗ будет равен

$$i_{\text{а}} = i_{\text{а}(0)} e^{-\frac{\tau}{T_{\text{а}}}} = \sqrt{2} I_{\Sigma}'' e^{-\frac{\tau}{T}}, \quad (2.21)$$

где I_{Σ}'' – суммарный сверхпереходный ток в момент КЗ.

Расчетное время τ выключателя, отключаемого быстродействующей защитой, можно принять равным $\tau = 0,1$ с.

При КЗ вблизи синхронной машины следует учитывать, что составляющие аperiodического тока от ближайших генераторов и от системы затухают с разными постоянными времени в соответствии с параметрами x, r цепей.

При нескольких генераторах

$$i_{\text{ат}} = \Sigma i_{\text{ат.г}} + i_{\text{ат.с}}, \quad (2.22)$$

где $i_{\text{ат.г}}$ – сумма аperiodических токов генераторов; $i_{\text{ат.с}}$ – то же от системы

$$i_{\text{атг}} = \sqrt{2} I_{\text{г}}'' e^{-\frac{\tau}{T_{\text{аг}}}}; \quad i_{\text{атс}} = \sqrt{2} I_{\text{с}}'' e^{-\frac{\tau}{T_{\text{ас}}}}.$$

Если аperiodическая составляющая тока КЗ определяется для точки КЗ вблизи мощных двигателей собственных нужд, то аperiodический ток в месте повреждения можно представить суммой

$$i_{ат} = i_{ат.с} + i_{ат.д}; \quad i_{ат.д} = \sqrt{2} I''_д e^{-\frac{\tau}{T_{ад}}}$$

Отключающую способность выключателя характеризует номинальный симметричный ток отключения $I_{откл.н}$ (даются в каталогах на выключатели) и номинальное относительное содержание аperiodической составляющей β (определяют по кривой $\beta = f(\tau)$ из ГОСТа для времени τ от возникновения КЗ начала размыкания контактов (2.4). [7 см. раздел 7].

Для проверки на отключающую способность необходимо знать $I_{пт}$ и $I_{ат}$ из расчета токов КЗ. При напряжениях 110 и 220 кВ применяются малообъемные или многообъемные масляные выключатели.

В закрытых распределительных устройствах на указанные напряжения рекомендуются только малообъемные и воздушные выключатели. Воздушным выключателям отдается предпочтение перед малообъемными при больших токах КЗ.

В сетях генераторного напряжения 6-20 кВ находят применение малообъемные выключатели МГ-10, МГГ-10, МГ-15, МГ-20. В цепях мощных блоков – воздушные выключатели ВВ-10, 15, 20. При выборе выключателей отходящих реактированных линий следует ориентироваться на малообъемные выключатели типа ВМП-10 или вакуумные выключатели. Распределительные устройства СН 6 кВ ТЭЦ выполняют комплектами из ячеек КРУ с выключателями ВМП-10 или соответствующими вакуумными или элегазовыми выключателями.

Выбор разъединителей

Разъединители выбирают по длительному номинальному току и номинальному напряжению, проверяют на термическую и динамическую устойчивость (табл. 2.4).

Таблица 2.4

Условия выбора разъединителей

Расчетные величины	Каталожные данные разъединителя типа ...	Условия выбора
$U_{уст.}$	U_n	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{раб.форс}$	$I_{дл.н}$	$I_{раб.форс} \leq I_{дл.н}$
I''	$I_{пр.с}$	$I'' \leq I_{пр.с}$
$i_{уд.}$	$i_{пр.с}$	$i_{уд} \leq i_{пр.с}$
B_k	$I_t; I_T$	$B_k I_T^2 t_T$

Расчетные величины для разъединителей те же, что и для выключателей. При выборе разъединителя необходимо увязывать его тип с местом установки выключателя в ОРУ или ЗРУ.

Выбор реакторов

Реакторы выбирают по номинальному напряжению, току и индуктивному сопротивлению; проверяют на термическую и электродинамическую стойкость. Условия выбора реакторов представлены в табл. 2.5.

Таблица 2.5

Расчетные величины	Каталожные данные разъединителя типа ...	Условия выбора
$U_{уст.}$	U_n	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{раб.форс}$	$I_{дл.н}$	$I_{раб.форс} \leq I_{дл.н}$
$X_{расч}$	X_p	$X_{расч} \leq X_p$
$i_{уд.}$	$i_{дни}$	$i_{уд} \leq i_{дни}$
B_k	$I_{тн}; \sqrt{t_{тн}}$	$B_k \leq I_{тн} \sqrt{t_{тн}}$

В схемах электроустановок применяют линейные и секционные реакторы. Линейные реакторы выбирают по соответствующим каталогам. Обычно в качестве линейного реактора используют сдвоенные реакторы, имеющие меньшие потери мощности. Одинарные реакторы использовать как групповые возможно, но это связано с ухудшением экономических показателей станции. Индуктивные сопротивления реактора определяют по условиям ограничения токов КЗ в распределительной сети до допустимых пределов. Обычно эти пределы задают выключатели на отходящих линиях (например, ВМП-10 с $I_{откл.} = 20$ кА). В этом случае сопротивление реактора, приведенное к базисному току, будет

$$X_{*p(\delta)} = \frac{I_{\delta}}{20} - X_{*\Sigma(\delta)} \quad (2.23)$$

где $X_{*(\delta)}$ – результирующее сопротивление до расчетной точки КЗ без учета реактора, приведенное к базисной мощности.

По этому значению выбирают тип реактора с ближайшим большим сопротивлением (табл. 1.7). Сопротивление линейных реакторов обычно принимают небольшим, так как в нормальном режиме в реакторе будут потери напряжения:

$$\Delta U_p \% = X_p \frac{\sqrt{3} I_{\text{раб}} \sin \varphi}{U_H} \cdot 100. \quad (2.24)$$

По условиям регулирования напряжения

$$\Delta U_{\text{доп}} \% = 1,5 - 2\% .$$

Линейные реакторы поддерживают остаточное напряжение на шинах установки при КЗ за реактором

$$U_{\text{ост.}} \% = \frac{X_p \sqrt{3} I_{\text{кз}}}{U_H} 100 . \quad (2.25)$$

По условию обеспечения самозапуска двигателей

$$U_{\text{ост.}} \geq 65 - 70\% .$$

Для сдвоенного линейного реактора потеря напряжения

$$\Delta U_p \% = \frac{X_p (1 - K_{\text{св}}) \sqrt{3} I_{\text{раб}} \sin \varphi}{U_H} , \quad (2.26)$$

где $K_{\text{св}}$ – коэффициент связи; обычно $K_{\text{св}} \approx 0,5$.

Индуктивное сопротивление секционного реактора обычно принимают равным 0,2-0,4 Ом, а $I_{\text{раб.н}} = (0,5-0,6) I_{\text{ген.н}}$.

Выбор кабеля и сечения отходящих воздушных линий

Силовые кабели выбирают по условиям нормального режима и проверяют на термическую устойчивость токам КЗ. Обычно применяют трехжильные бронированные алюминиевые кабели.

По условиям нормального режима кабель выбирают по номинальному напряжению, по экономической плотности тока и нагреву длительным током в случае рабочего форсированного режима.

Зная ток рабочего форсированного режима, по таблицам длительно допустимых токов для стандартных сечений определяем сечение кабеля. Таблицы составлены для одиночных кабелей, проложенных в земле при температуре почвы 15⁰С или в воздухе при температуре 25⁰С. Если условия отличаются от указанных, то необходимо вводить поправочные коэффициенты на температуру воздуха и почвы K_1 на количество кабелей в траншее K_2 .

Величина длительно допустимого тока в этом случае будет $I'_{\text{доп}} = K_1 K_2 I_{\text{доп}}$, а условие выбора $I'_{\text{доп}} \geq I_{\text{раб.форс}}$.

Сечение кабеля по экономической плотности тока выбирают по формуле

$$S_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{но}}}{j_{\text{эк}}} , \quad (2.27)$$

где $j_{\text{эк}}$ – экономическая плотность тока, А/мм², значения которой приведены в табл. 2.6.

При выборе кабелей T_{max} можно принимать в пределах 3000-5000 час. Для кабелей связи генераторов и трансформаторов $T_{\text{max}} > 5000$ час.

Экономическая плотность тока зависит от района проектируемой станции. В табл. 2.6 без скобок даны значения $j_{\text{эк}}$ для европейской части России, в скобках – для сибирского региона страны.

Наименьшее сечение жилы кабеля, допускаемое по условиям термической устойчивости, находят из выражения

$$S_{\min} = \sqrt{\frac{B_{\text{к.расч}}}{A_{\text{кз}} - A_{\text{раб}}}}. \quad (2.28)$$

Значения $A_{\text{кз}}$ и $A_{\text{раб}}$ определяются по кривым при допустимой температуре при коротком замыкании (200°C – для кабелей до 10 кВ) и температуре рабочего режима кабеля (65°C – при 6 кВ, 60°C при 10 кВ). Для надежной работы кабеля должно быть соблюдено условие: $S_{\min} \leq S_{\text{табл}}$.

Таблица 2.6

Экономическая плотность тока

Токоведущие части	Продолжительность использования в течение года наибольшей нагрузки T_{\max} ч.		
	до 3000	3000-5000	свыше 5000
Кабели с бумажной изоляцией	3,0	2,5	2,0
Кабели с алюминиевыми жилами	1,6 (1,8)	1,4 (1,6)	1,2(1,5)
Голые медные провода и шины	2,5	2,1	1,8
Голые алюминиевые провода и шины	1,3 (1,5)	1,1	1,0 (1,3)

Обозначив $\sqrt{A_{\text{кз}} - A_{\text{раб}}} = C$, можем получить

$$S_{\min} = \frac{\sqrt{B_{\text{к.расч}}}}{C}. \quad (2.29)$$

Значения коэффициента C для наиболее распространенных проводников приведены в табл. 2.7.

Таблица 2.7

Наименование проводников	C
Шины медные	171
Шины алюминиевые	88
Шины стальные	70
Кабели до кВ с медными жилами с алюминиевыми жилами	141
	85
Кабели 20-35 кВ с медными жилами с алюминиевыми жилами	110
	70
Кабели и изолированные провода с поливинилхлоридной или резиновой изоляцией с медными жилами с алюмин.жилами	123
	75
Кабели с полиэтиленовой изоляц. с медными жилами с алюмин.жилами	103
	65

Если сечение кабеля, выбранное по нормальному режиму, больше S_{\min} , кабель термически устойчив. В распределительных устройствах с напряжением 35 кВ и выше применяют как гибкие шины, выполненные сталеалюминиевыми проводами типа АС или полыми алюминиевыми типа ПА, так и жесткие шины из алюминиевых труб круглого сечения, характеризующиеся внутренним и наружным диаметром (табл. 2.8).

Таблица 2.8

Максимальные сечения ошиновки РУ

Значения сечения ошиновки	Напряжение РУ, кВ		
	35	110	220
Максимальное сечение проводов при гибкой ошиновке, мм ²	3АС-500/27	2АС-500/27	2АС-500/27
Максимальное сечение трубчатых шин при жесткой ошиновке $D_{\text{нар}}/D_{\text{вн}}$	60/54	80/75	100/90

Сборные шины выбирают по максимальному значению тока, а шинные присоединения – исходя из тока рабочего форсированного режима $I_{\text{раб.форс}}$. Сборные шины и шинные присоединения проверяют на термическую стойкость по формуле (2.29).

При напряжении 35 кВ и выше проводники должны быть проверены по условиям образования короны с учетом среднегодовых значений плотности и температуры воздуха на высоте расположения данной электроустановки, приведенного радиуса проводника и его коэффициента шероховатости. Кроме того, необходима проверка по условиям допустимого

уровня излучаемых радиопомех от короны. Эти проверки выполняются по одной методике как для ошиновки распределительных устройств, так и для отходящих линий электропередач. При отметках над уровнем моря ниже 1500 м проверку по условиям короны и уровню радиопомех можно не проводить, если количество проводников в фазе и их диаметры (марки) равны или больше следующих; на напряжении 110 кВ – 1АС-70; 154 кВ – 1АС-120; 220 кВ – 1АС-240; 330кВ – 2АС-300; 500 кВ – 3АС-330; 750 кВ – 4АС-400. При этом расстояние между проводами в расщепленной фазе должно быть в пределах 400-600 мм.

Согласно ПУЭ [6] при токе трехфазного КЗ $I_{\text{кз}}^{(3)} \geq 20$ кА или при мощности КЗ не менее 4000 МВА-110 кВ, 6000 МВА – 54 кВ, 8000 МВА-220 кВ, для предупреждения схлестывания проводов воздушных линий и гибкой ошиновки РУ необходимо выполнять проверку на электродинамическое действие тока КЗ (для проводов ВЛ при $I_{\text{уд}} \geq 50$ кА).

Наибольшее сближение проводов фаз наблюдается при двухфазном КЗ между фазами, когда провода сначала отбрасываются в разные стороны, а затем, после отключения КЗ, сближаются. Их сближение будет тем сильнее, чем меньше расстояние между проводами, больше стрела провеса и длительность тока КЗ. Определяется усилие от тока двухфазного КЗ:

$$f_{\text{к}} = 2 \times 10^{-7} I_{\text{п.о.}}^{(2)2} / D, \quad (2.30)$$

где $I_{\text{п.о.}}^{(2)} = \sqrt{3} \frac{I_{\text{п.о.}}^{(3)}}{2}$; D – расстояние между проводами взаимодействующих фаз.

Определяется сила тяжести одного метра токопровода в ньютонах:

$g = 9,8 m$, где m – масса 1 погонного метра токопровода.

Задаваясь стрелой провеса h , определяют параметр \sqrt{h}/t_3 , где t_3 – эквивалентное по импульсу время действия быстродействующей защиты, с. Для цепей генераторов и трансформаторов $t_3 = t_3 + 0,05$, где t_3 – время действия защиты; время 0,05 с учитывает влияние апериодической составляющей тока КЗ.

По диаграмме (рис. 2.5) [7 см. раздел 7] в зависимости от $f_{\text{к}}/g$ и \sqrt{h}/t_3 определяют отклонение провода v , m и угол α . Найденное значение v сравнивают с максимально допустимым:

$$v_{\text{доп}} = \frac{D - d - a_{\text{доп}}}{2}, \quad (2.31)$$

где d – диаметр токопровода; $a_{\text{доп}}$ – наименьшее допустимое расстояние в свету между соседними фазами в момент их наибольшего сближения.

Для токопроводов генераторного напряжения $a_{\text{доп}} = 0,2$ м; для РУ согласно ПУЭ при 110 кВ – 0,45 м; 154 кВ – 0,6 м; 220 кВ – 0,95 м.

Если окажется, что $v > v_{\text{доп}}$, то необходимо уменьшить стрелу провеса или увеличить расстояние между проводами фаз. Однако увеличение расстояния между проводами фаз ведет к увеличению размеров РУ. Поэтому в некоторых случаях устанавливаются поперечные распорки. Когда необходимо уменьшить стрелу провеса, устанавливают дополнительные опоры, т.е. уменьшают пролет.

Стрела провеса гибкой ошиновки ОРУ обычно значительно меньше, чем у проводов линии, из-за небольших пролетов сборных шин. Поэтому даже с учетом уменьшения расстояния между фазами ОРУ недопустимого сближения соседних фаз при КЗ, как правило, не происходит. Кроме того, по конструктивным соображениям обычно устанавливают две-три распорки в пролете в пределах гибкой ошиновки РУ.

Выбор шин и изоляторов

В основном применяются алюминиевые сборные шины распределительных устройств. На малые и средние токи (до 3200 А) принимаются шины прямоугольного сечения из 1-2 полос, при больших токах – коробчатого типа. Шины выбираются по условиям длительного нагрева номинальным током с последующей проверкой на термическую и динамическую устойчивость при коротких замыканиях. При этом

$$I_{\text{раб.форс}} \leq I_{\text{доп.кат.}}$$

За $I_{\text{раб.форс}}$ принимается для сборных шин $\sim 0,7 I$ генераторов секции. При расчете токопровода от генератора к сборным шинам его сечение выбирается по экономической плотности тока с последующей проверкой на термическую устойчивость токам короткого замыкания. За $I_{\text{раб.форс}}$ принимается номинальный ток генератора, увеличенный на 5 %. Проверка шин на термическую устойчивость токам КЗ сводится к определению наименьшего допустимого сечения шин, для кабелей и соответствующего допустимой кратковременной температуре алюминиевых шин в 200°C .

При проверке шин на электродинамическую устойчивость при коротком замыкании допускают, что они являются многопролетными балками, свободно лежащими на опорных изоляторах и находящимися под действием равномерно распределенной нагрузки. При двухполосных шинах или аналогичных им шинах коробчатого типа возникают как междуфазные усилия соседних фаз, так и межполосные усилия одной фазы. Значение удельного междуфазного усилия равно

$$f_{\phi} = 1,76 \frac{i_{\text{уд}}^2}{a} 10^{-7} \text{ Н/м}, \quad (2.32)$$

где $i_{\text{уд}}$ – ударный ток КЗ, А; a – расстояние между осями смежных фаз в зависимости от конструкции РУ, м.

Расчетное значение для напряжения в материале, МПа, определяется как

$$\sigma_{\text{р}} = \frac{f_{\phi} I^2}{10W}, \quad (2.33)$$

где I – пролет между изоляторами, м; W – момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной к направлению действия шины, м^3 (его значения приведены ниже).

При одно- или многополюсных шинах, расположенных плашмя, $W \sim 0,17neh^2$, здесь n – число полос в пакете шин, e и h – толщина и высота полосы; при однополосных шинах, расположенных на ребро, $W = 0,17he^2$; при двухполосных шинах, расположенных на ребро, $W = 1,44he^2$; для шин коробчатого сечения, расположенных горизонтально, $W_{\text{го}}$; для шин коробчатого сечения, расположенных вертикально, $2W_{\text{х}}$.

Расстояние между изоляторами вдоль шин l (м) выбирается кратным шагу ячейки распределительного устройства; в зависимости от конструкции РУ и принятого типа выключателя $l \approx 1,0-2,0$ м. Наибольший допустимый пролет между изоляторами l_{max} определяется по допустимому напряжению материала:

$$l_{\text{max}} = \sqrt{\frac{10\sigma_{\text{доп}} W}{f_{\phi}}}. \quad (2.34)$$

Удельное усилие между полосами шин фазы (при двухполосных пакетах)

$$f_{\text{n}} = 2,04 K_{\phi} (0,5i_{\text{уд}})^2 \frac{1}{2e} 10^{-7} \text{ Н/м}, \quad (2.35)$$

где $2e$ – расстояние между осями полос, м; K_{ϕ} – коэффициент формы для прямоугольных шин. Для шин коробчатого сечения $K_{\phi} \approx 1,0-1,1$.

Изгибающий момент, Нм, для пакета из двух шин, закрепленных на опорном изоляторе плашмя, равен

$$M_{\text{n}} = \frac{f_{\text{n}} l_{\text{n}}^2}{12}, \quad (2.36)$$

где l_{n} – пролет между прокладками полос, м.

Напряжение, возникающее в пакете шин, определяем как

$$\sigma_{\text{n}} = \frac{M_{\text{n}}}{W_{\text{n}}} \text{ или } \sigma_{\text{n}} = \frac{f_{\text{n}} l_{\text{n}}^2}{4e^2 h}, \quad (2.37)$$

$$\text{где } W_n = \frac{4e^2 h}{12} = \frac{e^2 h}{3}. \quad (2.38)$$

Выбранные шины должны удовлетворять условию

$$\begin{aligned} \sigma_{\Sigma} &= \sigma_{\phi} + \sigma_n \leq \sigma_{\text{доп}}, \\ \sigma_{\Sigma} &= 0,3 \frac{f_{\phi} l^2}{en^2} + 0,25 \frac{f_n l_n^2}{e^2 n} \leq \sigma_{\text{доп}}, \\ \sigma_{\Sigma} &= \frac{3f_{\phi} l^2}{10eh^2} + \frac{f_n l_n^2}{4e^2 h} \leq \sigma_{\text{доп}}. \end{aligned} \quad (2.39)$$

Значения допустимых напряжений для алюминия марки

АТ – 70 МПа, алюминия марки АТТ – 90 МПа, медь МТ – 140 МПа. По значению пролета $l_{\text{п max}}$ между прокладками полос, служащими для снижения возникающего напряжения между ними,

$$l_{\text{п max}} = \sqrt{\frac{12\sigma_{\text{доп}}W_n}{f_n}} \quad (2.40)$$

шины будут динамически устойчивы, если $l_{\text{п расч}} \leq l_{\text{п max}}$.

Для соединения выводов мощных турбогенераторов с повышающими трансформаторами в настоящее время применяются комплектные экранированные токопроводы (КЭТ).

Применение КЭТ для турбогенераторов 160 МВт и выше обязательно. Для турбогенераторов 60-100 МВт применение КЭТ рекомендуется в пределах машинного зала и на открытой части, если трансформатор удален от машзала не более чем на 15 м. В курсовом проекте КЭТ рекомендуется выбирать при мощности турбогенераторов 60 МВт и выше. Расчетная нагрузка на изолятор в многопролетной шинной конструкции определяется расчетной нагрузкой шин на один пролет от межфазного усилия:

$$F_{\text{расч}} = f_{\phi} l = 1,76 \cdot \frac{i_{\text{уд}}^2 l}{a} 10^{-7}. \quad (2.41)$$

Согласно ПУЭ расчетная нагрузка на изолятор не должна превышать 60 % от номинальной разрушающей силы $F_{\text{кат}}$, указанной в каталогах на изоляторы и в справочниках, т.е. должна быть

$$F_{\text{расч}} \leq 0,6F_{\text{кат}}. \quad (2.42)$$

Следует иметь в виду, что расчетная нагрузка на шину отнесена к центру тяжести сечения шины, в то время как разрушающая нагрузка на изолятор отнесена к головке изолятора.

Поэтому расчетная нагрузка на изолятор $F'_{\text{расч}}$ получается из нагрузки на пролет по формуле

$$F'_{\text{расч}} = F_{\text{расч}} H' / H, \quad (2.43)$$

где H – высота изолятора; H' – высота от основания изолятора до центра тяжести сечения шины.

Обычно $F'_{\text{расч}}$ учитывается при вертикальном расположении шин на изоляторах – «на ребро».

Выбор измерительных трансформаторов тока и напряжения

Режим работы турбогенераторов ТЭУ, а также режим нагрузки оборудования распределительных устройств контролируется с помощью измерительных приборов и релейных устройств датчиков сигнализации, срабатывающих при отклонении параметров контролируемых величин от заданных значений и действующих на соответствующую сигнализацию.

В зависимости от характера объекта контроля и структуры его управления место размещения контрольно-измерительной аппаратуры может быть различным. Количество контрольно-измерительных приборов может тоже сильно отличаться на различных станциях или подстанциях.

Для питания измерительных приборов устанавливают трансформаторы тока ТТ и трансформаторы напряжения ТН.

Трансформаторы тока целесообразно использовать с несколькими сердечниками соответствующего класса точности. Один, например, для питания измерительных приборов, другой – для релейной защиты. Трансформаторы тока устанавливают в зависимости от схемы сети и требований релейной защиты и измерительной системы в двух или трех фазах. Измерительные трансформаторы напряжения устанавливают на сборных шинах. От них питаются катушки напряжения измерительных приборов, приборов синхронизации, устройства релейной защиты, сигнализация, контроль изоляции. Трансформаторы напряжения устанавливают также в цепях генераторов.

Трансформаторы тока для питания измерительных приборов выбирают по номинальному первичному и вторичному токам, по классу точности и проверяют на термическую и динамическую устойчивость (табл. 2.9)

Таблица 2.9

Условия выбора трансформаторов тока

Расчетные величины	Каталожные данные ТТ типа ...	Условия выбора
$U_{уст}$	U_n	$U_{уст} \leq U_n$
$I_{раб.форс}$	$I_{длн}$	$I_{раб.форс} \leq I_{длн}$
S_2	$S_{2н}$	$S_2 \leq S_{2н}$
$i_{уд}$	$K_{дни}$	$i_{уд} \leq \sqrt{2} K_{дни2} I_{1н}$
B_k	$K_{1с}$	$B_k \leq (K_{1с} I_{1н})^2$

Класс точности ТТ по ПУЭ выбирают в соответствии с назначением ТТ: для присоединения счетчиков – 0,5, для щитовых приборов – 1. Работа ТТ в заданном классе точности обеспечивается, если его номинальная нагрузка вторичной цепи $S_{2н}$ больше или равна расчетной S_2 :

$$S_2 = I_{2н}^2 (\Sigma Z_{приб} + R_{пров} + R_{конг}), \quad (2.44)$$

где $\Sigma Z_{приб}$ – сумма сопротивлений последовательно включенных обмоток приборов; $R_{пров}$ – сопротивление соединенных проводов; $R_{конг}$ – сопротивление контактов. На контакты двух-трех приборов $R_{конг}$ принимают равным 0,05 Ом и 0,1 Ом, если приборов больше.

Для расчета S_2 рекомендуется следующая форма записи (табл. 2.10). Пример нагрузки ТТ в цепи генератора ТВФ-63-2.

Зная $S_{2н}$ и $I_{2н}^2 Z_{приб}$ определяют допустимое сопротивление соединительных проводов $R_{пров}$ и их минимальное сечение:

$$S = \rho \frac{l_{расч}}{R_{пров}},$$

где $l_{расч}$ – расчетная длина соединительных проводов, зависящая от длины трассы кабеля и схемы соединения ТТ. При соединении ТТ в полную звезду $l_{расч} = \alpha$, где α – расстояние от ТТ до места установки приборов. При соединении ТТ в неполную звезду $l_{расч} = \sqrt{3} \alpha$, а при включении ТТ в одну фазу $l_{расч} = 2\alpha$.

Таблица 2.10

Подсчет нагрузки трансформатора тока

Наименование прибора	Тип прибора	Нагрузка трансформатора тока, ВА		
		фаза А	фаза В	фаза С
Ваттметр	Д-335	0,5	-	0,5
Ваттметр	Д-335	0,5	-	0,5
Счетчик активной энергии	СА3-И680	2,5	-	2,5
Амперметр регистрирующий	Н-344		10	
Ваттметр регистрирующий	Н-348	10,0		10,0
Ваттметр щитовой	Д335	0,5		0,5
ИТОГО:	14	10,0	14	

Длину соединительных проводов от ТТ до приборов (в один конец) можно принять приблизительно равной:

Все цепи ГРУ 6-10 кВ, кроме линий к потребителям	40-60 м
Линии 6-10 кВ к потребителям	4-6 м
Все цепи РУ 35 кВ	60-75 м
Все цепи РУ 110 кВ	75-100 м
Все цепи РУ 220 кВ	100-150 м

Сечение соединительных проводов для алюминиевых жил по условию механической прочности не должно быть меньше $2,5 \text{ мм}^2$ и больше 6 мм^2 .

Для закрытых распределительных устройств 35, 110, 220 кВ могут быть рекомендованы к установке на вводах встроенные трансформаторы тока ТВС-35, ТВС-110, ТВС-220, ТВУ-110. Применение этих трансформаторов тока позволяет более рационально использовать объем помещения распределительного устройства.

Расчетную мощность с учетом коэффициентов мощности приборов определяют по формуле

$$S_2 = \sqrt{\left(\sum S_{\text{приб}} \cos \varphi_{\text{приб}} \right)^2 + \left(\sum S_{\text{приб}} \sin \varphi_{\text{приб}} \right)^2} \quad (2.44)$$

За $S_{2н}$ принимают мощность всех трех фаз для ТН, соединенных по схеме звезды, и удвоенную мощность однофазного ТН с соединением обмоток по схеме открытого треугольника.

Сечения проводов к ТН-1,5 мм² по меди или 2,5 мм² по алюминию.

Для закрытых распределительных устройств 6(10) кВ станций и подстанций можно рекомендовать к установке новые ТН типа НАМИ-6(10) – трансформаторы напряжения антирезонансные масляные измерительные, имеющие такие же параметры, как и трансформаторы напряжения НТМИ-6(10).

В распределительных устройствах 35 кВ вместо блока из трех трансформаторов ЗНОМ-35 может быть установлен один трехфазный антирезонансный трансформатор НАМИ-35.

Форма отчетности: оформляется, как раздел в курсовой проект.

Задания для самостоятельной работы: проработать материал стр .70-90 по уч. пос. Емцев А.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. Проектирование электрической части ТЭЦ.

Рекомендации по выполнению заданий и подготовке к практическому занятию : с учетом места размещения электрооборудования и климатических условий, а так же современных тенденций развития, выбрать основное оборудование РУ станции: выключатели, разъединители, трансформаторы тока и напряжения.

Основная литература

1. Рожкова Л.Д. и др. Электрооборудование электрических станций и подстанций. – 5-е изд. стер. – Москва: Издательство центр «Академия», 2008. – 448 с.
2. Яковлев В.В, Емцев А.Н., Карпова Н.А. Прикладная механика. Механический расчет конструкций высоковольтных воздушных линий и распределительных устройств подстанций 35 – 330 кВ. уч.пос. – Братск.: Изд-во БрГУ, 2013 – 132 с.
3. Емцев А.Н., Фадеев В.А. Аппараты и схемы электрической части станций и подстанций: уч.пособие – Братск: Изд-во БрГУ, 2014. – 240 с.
4. Балаков Ю.Н. и др. Проектирование схем электроустановок: уч.пособие. – 3-е стер. – Москва: Изд. дом МЭИ, - 2009, 288 с.
5. Шумаков Н.М., Емцев А.Н. Выключатели распределительных устройств ТЭЦ: уч.пособие. – Братск: изд-во БрГУ, 2012 -130 с.
6. Емцев А.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций. Проектирование электрической части ТЭЦ: уч.пособие. – Братск. ГОУ ВПО «БрГУ», 2007 – 169 с.

Дополнительная литература

7. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. Госэнергонадзор Минэнерго России. – Москва: ЗАО «Энергосервис», 2003. – 392 с.

8. Емцев А.Н., Попик В.А. Изображение и обозначение элементов электрических схем: методические указания к выполнению дипломного проекта. - Братск: БрГУ, 2011.
9. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций (справочный материал). 4-е изд. пер. и допол. –Москва: Энергоатомиздат, - 1989, 608 с.
10. Гук Ю.Б. и др. проектирование электрической части станций и подстанций: уч. пособие. – Л.: Энергоатомиздат, - 1985, 312 с.
11. Лисовский Г.С., Хейфиц М.Э. Главные схемы и электрическое оборудование подстанций 35-750 кВ. 2-е изд. –Москва: Энергия, - 1977, 464 с.
12. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию. В 2-х томах./ Под общей редакцией А.А. Федорова. Т2. Электрооборудование. – Москва: Энергоатомиздат, - 1987, 592 с.
13. Ополева Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения: уч. пособие. ФОРУМ – ИНФРА – Москва: 2006 – 480 с.

Контрольные вопросы для самопроверки

1. Какие параметры кроме КЗ надо учитывать при выборе оборудования?
2. Как влияет рынок электроэнергии на выбор электрооборудования?
3. Как выбираются точки установки счетчиков электроэнергии в электрической схеме станции?
4. В чем особенности учета электроэнергии в СССР и РФ?

9.2. Методические указания по выполнению курсового проекта

Курсовое проектирование – важная часть учебного процесса в вузе. Цель его – закрепление и углубление знаний, полученных студентами при изучении дисциплины на лекциях, практических и лабораторных занятиях. При выполнении курсового проекта обучающийся решает конкретные инженерные задачи, самостоятельно разрабатывает задания на основе норм и правил проектирования с использованием реально существующего оборудования.

Задания и методические указания по выполнению курсового проекта по данной дисциплине изданы в виде учебного пособия «Электрическая часть станций и подстанций. Проектирование электрической части ТЭЦ» автором А.Н. Емцевым, 2007г. изд. Тематика проекта связана с разработкой электрической схемы для трех структурных схем ТЭЦ. В проекте намечаются два реальных варианта схемы, проводится их технико-экономическое сравнение, а для варианта, имеющего лучшие технико-экономические показатели, детально разрабатывается электрическая схема на основе реального электрооборудования.

Тема курсового проекта тесно увязана с дисциплинами «Производство, передача и распределение электрической энергии», «Переходные процессы в электроэнергетических сетях» и может служить основой для выполнения курсового проекта по дисциплине «Электроснабжение», а также дипломных проектов.

В пособии приведены обширные справочные данные по оборудованию распределительных устройств электрических станций и подстанций, что существенно экономит время обучающихся на поиск технических данных электрооборудования и схемных решений распределительных устройств. Материалы систематизированы, обработаны и оформлены в виде таблиц, рисунков и графиков в тексте и приложениях к пособию.

Для более глубокого изучения вопросов проектирования, теоретического обоснования принимаемых инженерных решений по проектируемой электрической схеме станции студент может использовать литературу, рекомендуемую к самостоятельной проработке.

Объем и содержание проекта

Курсовой проект состоит из расчетной и графической части

Расчетная часть должна иметь следующие разделы:

1. Разработка электрической схемы ТЭЦ

1.1. Определение расчетной мощности для выбора трансформаторов или автотрансформаторов связи с системой.

- 1.2. Графики нагрузки трансформаторов (зимний, летний, аварийный).
- 1.3. Определение коэффициентов нагрузки и выбор трансформаторов связи.
- 1.4. Выбор схемы распределительных устройств ТЭЦ.
- 1.5. Предварительный выбор реакторов, трансформаторов собственных нужд, уточнение типов генераторов.
- 1.6. Техничко-экономическое сравнение вариантов.
2. Расчет токов короткого замыкания и выбор аппаратов и токоведущих частей схемы ТЭЦ.
3. Характеристика разработанного распределительного устройства и его особенности.
4. Выбор экономически выгодного режима работы трансформаторов связи.
5. Расчет заземления распределительного устройства.

Расчетная часть пояснительной записки должна быть достаточно краткой, но иметь все пояснения к выбору формул для расчетов, схем, использованных справочных данных. Расчеты должны выполняться с приведением формул сначала в общем виде, а затем с подстановкой в них числовых значений. Обязательно надо указывать размерности всех величин.

Расчет токов короткого замыкания для одной из трех точек электрической схемы ТЭЦ (по согласованию с преподавателем) и расчет заземления разрабатываемого в проекте распределительного устройства желательно выполнить с использованием ЭВМ по программам, имеющимся в дисплейном классе.

Графическая часть проекта содержит:

1. Главную схему электрической части ТЭЦ (чертеж № 1, формат А1).
2. Схему заполнения ЗРУ с характерными разрезами или трехлинейной схемой ОРУ с разрезами (чертеж № 2, формат А1).

Электрические схемы следует выполнять в карандаше, с обязательным использованием стандартных начертаний и буквенных обозначений согласно ГОСТам и ЕСКД. Схемы в пояснительной записке могут выполняться по упрощенным вариантам изображения элементов (разъединители, выключатели и т.д.).

Главная схема должна выполняться с обязательным соблюдением ГОСТа.

Пояснительная записка выполняется на стандартных листах писчей бумаги. Объем записки не должен превышать 50-60 листов.

Контрольные задания составлены в ста вариантах. Каждый студент выполняет вариант, указанный преподавателем при выдаче задания на курсовой проект по представленной форме:

ЗАДАНИЕ НА КУРСОВОЙ ПРОЕКТ

Общие положения

Задание на комплексный проект по дисциплине «Электрические станции и подстанции» включает задачу разработки электрической схемы ТЭЦ по следующим показателям:

Студенту _____
 Группа _____ Цифр _____ Вариант _____

Исходные данные для проектирования:

1. Тип станции, число и мощность генераторов, МВт _____
2. Напряжение генераторов, кВ _____
3. Осветительная нагрузка, МВт _____
4. Бытовая нагрузка, МВт _____
5. Группы приемников энергии _____
 а) _____
 б) _____
6. Промышленная нагрузка, МВт _____
 а) _____
 б) _____
7. Число отходящих линий генераторного напряжения:
 нагрузка а) _____

- нагрузка б) _____
осветительная нагрузка _____
бытовая нагрузка _____
собственные нужды станции _____
8. Число отходящих линий повысительной подстанции
а) РУ 35 кВ _____
б) РУ 110 кВ _____
в) РУ 220 кВ _____
9. Длина линий связи с системой _____
10. Мощность системы, МВт _____
11. Относительное сопротивление системы _____
12. Коэффициенты мощности генераторов _____
13. В проекте необходимо детально разработать распределительное устройство _____

10. ПЕРЕЧЕНЬ ИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ПРИ ОСУЩЕСТВЛЕНИИ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОГО ПРОЦЕССА ПО ДИСЦИПЛИНЕ

- ОС Windows 7 Professional;
- Microsoft Office 2007 Russian Academic OPEN No Level;
- Антивирусное программное обеспечение Kaspersky Security;
- ПО "Антиплагиат"

11. ОПИСАНИЕ МАТЕРИАЛЬНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ БАЗЫ, НЕОБХОДИМОЙ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОГО ПРОЦЕССА ПО ДИСЦИПЛИНЕ

<i>Вид занятия (ЛР, ПЗ, КП, СР)</i>	<i>Наименование аудитории</i>	<i>Перечень основного оборудования</i>	<i>№ ЛР, ПЗ</i>
1	2	3	4
Лк	Лекционная аудитория	Меловая доска	
ЛР	Лаборатория электрических аппаратов	Лабораторный Стенд по трансформаторам тока-1; Лабораторный Стенд по трансформаторам напряжения-1; Универсальный комплекс по исследованию электрических аппаратов до 1кВ в составе двух моделей (ЭА-2-СР и ЭА-1-СР); Высоковольтная ячейка КРУ-10 кВ -1 (К-IV); Высоковольтный выключ. ВМП-10-1; Высоковольтный выключ. ВВ/TEL-1; Высоковольтный выключ. ВМБ-10-1.	№№ 1 ÷ 11
ПЗ			№№ 1 ÷ 8
КП	ЧЗ 3	Оборудование 15 ПК- CPU 5000/RAM 2Gb/HDD (Монитор TFT 19 LG 1953S-SF);принтер HP LaserJet P3005	-
СР	ЧЗ 3	Оборудование 15 ПК- CPU 5000/RAM 2Gb/HDD (Монитор TFT 19 LG 1953S-SF);принтер HP LaserJet P3005	-

**ФОНД ОЦЕНОЧНЫХ СРЕДСТВ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ
ПРОМЕЖУТОЧНОЙ АТТЕСТАЦИИ ОБУЧАЮЩИХСЯ ПО ДИСЦИПЛИНЕ**

1. Описание фонда оценочных средств (паспорт)

№ компетенции	Элемент компетенции	Раздел	Тема	ФОС		
ОПК-2	способность применять соответствующий физико-математический аппарат, методы анализа и моделирования, теоретического и экспериментального исследования	2. Проводники и электрические аппараты, используемые на электростанциях и подстанциях. Термическая и электродинамическая стойкость проводников и электрических аппаратов.	2.1. Проводники в электрических схемах (провода, шины, кабели). Их термическая и динамическая устойчивость. Расчет и выбор проводников. Условия выбора. 2.2. Выбор выключателей, разъединителей, короткозамыкателей, отделителей, трансформаторов тока и напряжения. Условия выбора	Экзаменационные вопросы		
		4. Синхронные генераторы и компенсаторы. Основные эксплуатационные характеристики. Способы включения в сеть. Современные системы возбуждения.	4.1. Системы охлаждения синхронных генераторов. Требования к синхронным генераторам. Устройство генераторов. Основные узлы генераторов, требующие особого внимания. 4.2. Включение синхронных генераторов на параллельную работу. Способы включения. Системы возбуждения 4.3. Синхронные компенсаторы. Статические компенсаторы. Режимы работы компенсаторов		Экзаменационные вопросы	
		5. Силовые трансформаторы и автотрансформаторы. Системы охлаждения. Допустимые систематические нагрузки и аварийные перегрузки. Особенности режимов автотрансформаторов	5.1. Современные силовые трансформаторы и автотранспорты. Системы охлаждения. 5.2. Параллельная работа трансформаторов и автотрансформаторов. Допустимые перегрузки. Особенности конструкции автотрансформаторов. Регулирование напряжения на трансформаторах	Экзаменационные вопросы		
		ПК-1	способность участвовать в планировании, подготовке и выполнении типовых экспериментальных исследований по заданной методике		1. Электростанции и подстанции как элементы энергосистемы. Основные типы электростанций и подстанций, их характерные особенности.	1.1. Электростанции и подстанции как элементы энергосистемы. Основные типы электростанций и подстанций, их место в системе энергоснабжения промышленного района.
				1.2. Графическое обозначение станций и подстанций.		
				ПК-2		способность обрабатывать результаты экспериментов
2.2. Выбор выключателей, разъединителей, короткозамыкателей, отделителей, трансформаторов тока и напряжения. Условия выбора						
ПК-3	способность принимать участие в проектировании объектов	3. Дугогасительные устройства электрических аппаратов переменного	3.1. Электрическая дуга постоянного тока. Особенности гашения дуги постоянного тока			
			3.2. Виды ионизации в дуговом			

	профессионально й деятельности в соответствии с техническим заданием и нормативно-технической документацией, соблюдая различные технические, энергоэффективные и экологические требования	и постоянного тока. Основные параметры и эксплуатационные характеристики современных выключателей, разъединителей и других электрических аппаратов и проводников, их проверка по условиям короткого замыкания.	промежутке. Процесс ионизации и деионизации при горении дуги.	
			3.3. Электрическая дуга переменного тока. Вольт-амперная характеристика дугового промежутка переменного тока.	
			3.4. Аппараты РУ 6-10 кВ: разъединители, высоковольтные предохранители, выключатели РУ 6-10 кВ, трансформаторы тока с напряжением свыше 1 кВ, измерительные трансформаторы напряжения	
ПК-4	способность проводить обоснование проектных решений	4. Синхронные генераторы и компенсаторы. Основные эксплуатационные характеристики. Способы включения в сеть. Современные системы возбуждения.	4.1. Системы охлаждения синхронных генераторов. Требования к синхронным генераторам. Устройство генераторов. Основные узлы генераторов, требующие особого внимания.	Экзаменационные вопросы
			4.2. Включение синхронных генераторов на параллельную работу. Способы включения. Системы возбуждения	
ПК-5	готовность определять параметры оборудования объектов профессионально й деятельности	5. Силовые трансформаторы и автотрансформаторы. Системы охлаждения. Допустимые систематические нагрузки и аварийные перегрузки. Особенности режимов автотрансформаторов	4.3. Синхронные компенсаторы. Статические компенсаторы. Режимы работы компенсаторов	
			5.1. Современные силовые трансформаторы и автотранспорты. Системы охлаждения.	Экзаменационные вопросы
ПК-7	готовность обеспечивать требуемые режимы заданные параметры технологического процесса по заданной методике	и Переключения в распределительных устройствах	5.2. Параллельная работа трансформаторов и автотрансформаторов. Допустимые перегрузки. Особенности конструкции автотрансформаторов. Регулирование напряжения на трансформаторах	
			6.1. Ревизия ячейки КРУН.	Экзаменационные вопросы
			6.2. Схемы электрических соединений с защитой каждой цепи одним выключателем	
			6.3. Схемы электрических соединений с защитой каждой цепи несколькими выключателями	
			6.4. Упрощенные на стороне высокого напряжения схемы электрических соединений подстанций	
			6.5. Выполнение оперативных переключений в электроустановках высокого напряжения	
			6.6. Производство работ по наряду	
ПК-7		7. Схемы оперативного типа электрических станций и подстанций. Выбор аккумуляторной батареи.	7.1. Системы оперативного тока электрических станций и подстанций. Виды. Требования к системам оперативного тока	Экзаменационные вопросы
			7.2. Системы постоянного оперативного тока электрических станций. Типы аккумуляторных батарей на станциях и подстанциях. Выбор аккумуляторной батареи.	
ПК-7		8. Конструкции РУ. Требования к РУ.	8.1. Закрытые распределительные устройства	Экзаменационные вопросы
			8.2. Открытые распределительные устройства	
ПК-7		9. Обеспечение	9.1. Молниезащита открытых РУ станций и	Экзамена-

		электробезопасности в РУ станций и подстанций. Молниезащита. Заземление электрооборудования в РУ разных типов станций и подстанций.	подстанций. Расчет зоны защиты единичного молниеотвода и системы молниезащиты. 9.2. Заземление оборудования станций и подстанций. Расчет заземления ОРУ и ЗРУ систем с глухозаземленной и изолированной нейтралью	ционные вопросы
--	--	---	---	-----------------

2. Экзаменационные вопросы / вопросы к зачету

№ п/п	Компетенции		ЭКЗАМЕНАЦИОННЫЕ ВОПРОСЫ	№ и наименование раздела
	Код	Определение		
1	2	3	4	5
1.	ОПК-2	способность применять соответствующий физико-математический аппарат, методы анализа и моделирования, теоретического и экспериментального исследования	<p>8. Проводники в электроэнергетике: протекание по проводникам переменного тока, глубина проникновения переменного тока в проводник, активное сопротивление проводника.</p> <p>9. Электродинамические усилия в проводниках при протекании тока /параллельные проводники/.</p> <p>10. Электродинамические усилия в проводниках П-образной и Г-образной формы. Привести примеры из высоковольтных аппаратов.</p> <p>11. Электродинамические усилия в проводниках шинной конструкции при расположении шин в одной плоскости.</p>	2. Проводники и электрические аппараты, используемые на электростанциях и подстанциях. Термическая и электродинамическая стойкость проводников и электрических аппаратов
2.	ПК-1	Способность участвовать в планировании, подготовке и выполнении типовых экспериментальных исследований по заданной методике	<p>1. Основные типы электростанций традиционного типа. Их изображение, размещение.</p> <p>2. Гидравлические станции. Типы. Характеристика. Особенности конструкций. Нетрадиционного типа гидравлические станции.</p> <p>3. Тепловые станции. Характеристика технологической схемы ТЭЦ и КЭС.</p>	1. Электростанции и подстанции как элементы энергосистемы. Основные типы электростанций и их характерные особенности.
3.	ПК-2	Способность обрабатывать результаты экспериментов	<p>4. Атомные электрические станции, перспективы их развития, особенности их размещения.</p> <p>5. Станции нетрадиционного типа: солнечная, ветровая, их характеристика.</p> <p>6. Станции нетрадиционного типа: геотермальная, океанического типа, их характеристика.</p> <p>7. Перспективы развития электростанций нетрадиционного типа/ утилизация бытовых отходов, продуктов сельского хозяйства, Мини ГЭС и т.д. /</p>	2. Проводники и электрические аппараты, используемые на электростанциях и подстанциях. Термическая и электродинамическая стойкость проводников и электрических аппаратов
4.	ПК-3	Способность принимать участие в проектировании объектов профессиональной деятельности в соответствии с техническим заданием и нормативно-технической документацией, соблюдая различные технические, энергоэффективные и экологические требования	<p>8. Проводники в электроэнергетике:</p>	3. Дугогасительные устройства электрических
5.	ПК-4	Способность проводить обоснование проектных решений		
6.	ПК-5	Готовность определять		

		параметры оборудования объектов профессиональной деятельности	<p>протекание по проводникам переменного тока, глубина проникновения переменного тока в проводник, активное сопротивление проводника.</p> <p>9. Электродинамические усилия в проводниках при протекании тока /параллельные проводники/.</p> <p>10. Электродинамические усилия в проводниках П-образной и Г-образной формы. Привести примеры из высоковольтных аппаратов.</p> <p>11. Электродинамические усилия в проводниках шинной конструкции при расположении шин в одной плоскости.</p> <p>12. Расчет шинной конструкции ЗРУ с шинами жесткой конструкции.</p> <p>13. Расчет шинной конструкции ОРУ с шинами жесткой конструкции.</p> <p>14. Расчет шинной конструкции ОРУ с шинами гибкой конструкции.</p> <p>15. Проверка и выбор шин по условиям электромеханической прочности.</p> <p>16. Проверка и выбор шин по условиям термической устойчивости, номинальным токам и токам КЗ.</p> <p>17. Проверка шин по условиям короны, по частоте собственных колебаний.</p> <p>18. Основные свойства электрической дуги.</p> <p>19. Виды ионизации дугового промежутка в высоковольтных выключателях.</p> <p>20. Гашение дуги постоянного тока.</p> <p>21. Почему в цепях постоянного тока нельзя использовать масляные вакуумные выключатели?</p> <p>22. Дуга переменного тока, ее вольт-амперная характеристика.</p> <p>23. Восстанавливающееся напряжение на контактах выключателя и его характер при отключении цепей переменного тока.</p> <p>24. Коэффициенты схемы и их величина при различных видах КЗ.</p> <p>25. Отключение удаленных КЗ. Коэффициент схемы.</p> <p>26. Отключение трансформаторов, работающих в режиме холостого хода.</p> <p>27. Основные виды высоковольтных выключателей и их классификация по типу дугогасящей среды.</p> <p>28. Малообъемные масляные</p>	<p>аппаратов переменного и постоянного тока. Основные параметры и эксплуатационные характеристики современных выключателей, разъединителей и других электрических аппаратов и проводников, их проверка по условиям короткого замыкания.</p> <p>4. Синхронные генераторы и компенсаторы. Основные эксплуатационные характеристики. Способы включения в сеть. Современные системы возбуждения.</p> <p>5. Силовые трансформаторы и автотрансформаторы. Системы охлаждения. Допустимые систематические нагрузки и аварийные перегрузки. Особенности режимов автотрансформаторов</p> <p>6. Электрические схемы станций и подстанций. Переключения в распределительных устройствах</p> <p>7. Схемы оперативного типа электрических станций и подстанций. Выбор аккумуляторной батареи.</p> <p>8. Конструкции распределительных устройств. Требования к распределительным устройствам.</p> <p>9. Обеспечение электробезопасности в распределительных устройствах станций и подстанций. Молниезащита. Заземление</p>
7.	ПК-7	<p>Готовность обеспечивать требуемые режимы и заданные параметры технологического процесса по заданной методике</p>		

		<p>выключатели и их характеристика. Типы, область применения.</p> <p>29.Баковые масляные выключатели. Типы, область применения.</p> <p>30. Воздушные выключатели в высоковольтных РУ.</p> <p>31.Элегазовые высоковольтные выключатели. Их характерные особенности.</p> <p>32.Элегазовые короткозамыкатели и отделители. Устройство и область применения.</p> <p>33.Вакуумные выключатели. Область применения. Достоинства и недостатки. Перспективы разработки.</p> <p>34.Выключатели нагрузки. Устройства. Типы. Область применения.</p> <p>35.Тиристорные высоковольтные выключатели. Область применения.</p> <p>36.Электромагнитные выключатели. Область применения. Особенности конструкции.</p> <p>37.Разъединители. Назначение, типы, классификация.</p> <p>38.Приводы выключателей. Назначение. Типы. Особенности конструкции. Основные функции привода.</p> <p>39.Приводы разъединителей. Назначение. Типы.</p> <p>40.Основные требования к выключателям и их выбор.</p> <p>41.Основные требования к разъединителям и их выбор.</p> <p>42.Короткозамыкатели и отделители в сетях высокого напряжения. Типы. Работа блока ОД-КЗ.</p> <p>43.Трансформаторы тока в высоковольтных сетях. Назначение. Классы точности. Область применения.</p> <p>44.Выбор трансформаторов тока. Основные показатели. Перспективные конструкции.</p> <p>45.Трансформаторы напряжения в высоковольтных сетях. Типы.</p> <p>46. Выбор трансформаторов напряжения. Перспективные конструкции. Антирезонансные трансформаторов напряжения.</p> <p>47. Конструкция гидрогенератора вертикального расположения.</p> <p>48. Конструкция гидрогенератора капсульного типа.</p> <p>49.Виды охлаждения обмоток гидрогенераторов.</p> <p>50. Виды охлаждения обмоток турбогенераторов.</p>	<p>электрооборудования в распределительных устройствах разных типов станций и подстанций.</p>
--	--	---	---

			<p>51. Конструктивные особенности турбогенераторов с воздушным охлаждением обмоток.</p> <p>52. Конструкция турбогенератора с водяным охлаждением элементов генератора.</p> <p>53. Регулирование скорости вращения ротора СГ.</p> <p>54. Системы возбуждения СГ, требования к системам возбуждения.</p> <p>55. Турбогенераторы с электромашинной системой возбуждения. Достоинства и недостатки системы.</p> <p>56. Косвенная электромашинная система возбуждения СГ. Достоинства и недостатки. Область применения.</p> <p>57. Выпрямительные системы возбуждения СГ. Способы повышения потолка возбуждения СГ.</p> <p>58. Система самовозбуждения СГ. Достоинства и недостатки системы.</p> <p>59. Включение СГ на параллельную работу условия.</p> <p>60. Включение СГ на параллельную работу по системе самосинхронизации.</p> <p>61. Включение СГ на параллельную работу методом точной синхронизации.</p> <p>62. Включение СГ на параллельную работу при отклонении параметров включаемых СГ.</p> <p>63. Работа дежурного инженера станции по регулированию графика нагрузки генератора – регулирование выработки активной и реактивной мощности генератора.</p> <p>64. контроль работы гидрогенератора в эксплуатации. Основные узлы генератора, на которые обращается первостепенное внимание.</p> <p>65. Контроль работы турбогенератора в эксплуатации. Основные узлы генератора, на которые обращает внимание машинист турбогенератора.</p> <p>66. Синхронные компрессоры в системах электроснабжения. Режимы работы СК.</p> <p>67. Работа турбогенератора в режиме СК.</p> <p>68. Работа гидрогенератора в режиме СК.</p> <p>69. Конструкции трансформаторов в системах электроснабжения 6, 10, 35</p>	
--	--	--	---	--

			<p>кВ. Новые разработки. Особенности конструкции. Достоинства.</p> <p>70. Трансформаторы и автотрансформаторы в сетях 11, 220, 330 кВ. Новые разработки. Особенности конструкции. Достоинства.</p> <p>71. Трансформаторы и автотрансформаторы в сетях 50, 750, 1150 кВ. Достижения в области трансформаторостроения.</p> <p>72. Специальные трансформаторы и автотрансформаторы. Вольто-добавочные трансформаторы. Особенности конструкции. Достоинства и недостатки.</p> <p>73. Системы охлаждения трансформаторов и автотрансформаторов. Автоматика в системах охлаждения трансформаторов большой мощности. Работа автоматики.</p> <p>74. Системы неразрушаемого контроля состояния трансформаторов и автотрансформаторов различной мощности.</p> <p>75. Заводские испытания трансформаторов и автотрансформаторов.</p> <p>76. Доставка трансформаторов и автотрансформаторов с завода-изготовителя к месту установки для трансформаторов малой и средней мощности.</p> <p>77. Доставка трансформаторов и автотрансформаторов с завода-изготовителя к месту установки для трансформаторов большой мощности.</p> <p>78. Испытания трансформаторов и автотрансформаторов после установки для трансформаторов малой и средней мощности.</p> <p>79. Испытания трансформаторного масла после поступления с завода и в процессе эксплуатации трансформаторов.</p> <p>80. Разработка адсорбентов трансформаторного масла и их подготовка к работе в условиях эксплуатации трансформаторов и автотрансформаторов.</p> <p>81. Фазировка и определение групп соединения трансформаторов и автотрансформаторов различных уровней напряжения и схем соединения обмоток.</p> <p>82. Трансформаторы тока встроенные во вводы трансформаторов и автотрансформаторов. Типы. Их испытания перед началом эксплуатации трансформаторов и автотрансформаторов.</p> <p>83. Новые типы трансформаторов тока в ЗРУ и ОРУ станций и подстанций. Испытания ТТ перед вводом их в эксплуатацию и в процессе</p>	
--	--	--	--	--

		<p>эксплуатации.</p> <p>84. Трансформаторы напряжения. Типы. Трансформаторы напряжения для ЗРУ и ОРУ. Новые типы, места установки в электрических системах.</p> <p>85. Подготовка трансформаторов напряжения к работе. Подготовка электрической схемы ЗРУ и ОРУ к испытаниям трансформаторов напряжения.</p> <p>86. Ёмкостные детали напряжения в РУ станций и подстанций. Современные трансформаторы тока и напряжения в РУ высокого и сверхвысокого напряжения.</p> <p>87. Определение схемы и группы соединения обмоток трансформаторов напряжения. Выбор уставок предохранителей для защиты трансформаторов напряжения.</p> <p>88. Устройства РПН и ПБВ в конструкциях трансформаторов и автотрансформаторов. Типы. Работа РПН. Неисправности РПН и ПБВ, и последствия неисправностей РПН для трансформаторов и автотрансформаторов.</p> <p>89. Параллельная работа трансформаторов и автотрансформаторов. Условия параллельной работы.</p> <p>90. Включение трансформаторов на параллельную работу при отклонении от номинальных значений параметров включаемых трансформаторов.</p> <p>91. Типы схем электрических соединений: главные схемы, схемы оперативных переключений, схемы выдачи электрической энергии.</p> <p>92. Изображение и обозначение на схемах основного и вспомогательного оборудования.</p> <p>93. Требования к главным схемам электрических станций и подстанций.</p> <p>94. Классификация РУ: понятия открытых и закрытых РУ (ОРУ и ЗРУ).</p> <p>95. Особенности расчета и выбора оборудования для ОРУ и ЗРУ.</p> <p>96. Схемы электрических соединений в РУ подстанций с напряжением 6-10 кВ.</p> <p>97. Схемы электрических соединений в РУ генераторного напряжения ТЭЦ, КЭС и гидроэлектростанций.</p> <p>98. Схемы электрических соединений станций в РУ собственных нужд.</p> <p>99. Схемы электрических соединений станций и подстанций в РУ высокого напряжения.</p> <p>100. Требования к схемам собственных нужд.</p> <p>101. Конструкции РУ станций и подстанций.</p> <p>102. Требования к РУ станций и подстанций.</p>	
--	--	--	--

		<p>103. Схемы оперативного тока электрических станций и подстанций.</p> <p>104. Требования к схемам оперативного тока.</p> <p>105. Системы постоянного оперативного тока электрических станций и подстанций.</p> <p>106. Системы переменного оперативного тока подстанций.</p> <p>107. Типы аккумуляторных батарей на станциях и подстанциях.</p> <p>108. Выбор аккумуляторной батареи.</p> <p>109. Молниезащита ОРУ станций и подстанций.</p> <p>110. Расчет зоны защиты.</p> <p>111. Заземление ОРУ систем с глухозаземленной нейтралью. Расчет заземления.</p> <p>112. Заземление ОРУ систем с изолированной нейтралью. Расчет заземления.</p> <p>113. Заземление ЗРУ систем с изолированной нейтралью. Расчет заземления.</p>	
--	--	--	--

3. Описание показателей и критериев оценивания компетенций

Показатели	Оценка	Критерии
<p>Знать (ОПК-2):</p> <ul style="list-style-type: none"> - состав основного оборудования электрических станций и подстанций; <p>(ПК-1):</p> <ul style="list-style-type: none"> - назначение типовых экспериментальных исследований; <p>(ПК-2):</p> <ul style="list-style-type: none"> - теорию и практику проведения экспериментальных исследований; <p>(ПК-3):</p> <ul style="list-style-type: none"> - теорию и практику проектирования электроэнергетических объектов на основе нормативно-технических документов; <p>(ПК-4):</p> <ul style="list-style-type: none"> - нормативную документацию, используемую в разрабатываемых электрических проектах; <p>(ПК-5):</p> <ul style="list-style-type: none"> - параметры оборудования объектов профессиональной деятельности, удовлетворяющие требованиям нормативной документации; <p>(ПК-7):</p> <ul style="list-style-type: none"> - возможные режимы работы оборудования; <p>Уметь (ОПК-2):</p> <ul style="list-style-type: none"> - применять методы анализа и моделирования, теоретического и экспериментального исследования; 	отлично	<p>Выставляется обучающемуся в том случае, если он демонстрирует уверенное: знание нормативной документации, параметров оборудования, назначение типовых исследований; умение поставить эксперимент и выделить из него главное, выбирать расчетный режим; владение алгоритмом исследования и проектирования, методами сравнительных оценок, аппаратными и схемными решениями.</p>
	хорошо	<p>Выставляется обучающемуся в том случае, если он демонстрирует знание нормативной документации, параметров оборудования, назначение типовых исследований; умение поставить эксперимент и выделить из него главное, выбирать расчетный режим; владение алгоритмом исследования и проектирования, методами сравнительных оценок, аппаратными и схемными решениями. При этом допускаются незначительные неточности.</p>
	удовлетворительно	<p>Выставляется обучающемуся в том случае, если он демонстрирует слабое, не уверенное знание нормативной документации,</p>

<p>(ПК-1): - поставить эксперимент;</p> <p>(ПК-2): - выделить из экспериментальных исследований главное, что является результатом исследования;</p> <p>(ПК-3): -использовать нормативно-техническую документацию в проектировании;</p> <p>(ПК-4): - применять нормативную документацию для получения оптимальных проектных решений;</p> <p>(ПК-5): - определять параметры расчетных величин, которым должно удовлетворять выбранное оборудование;</p> <p>(ПК-7): - выбирать расчетный режим (наиболее тяжелый);</p> <p>Владеть (ОПК-2): - навыками исследования электрооборудования</p>		<p>параметров оборудования, умение поставить эксперимент и выделить из него главное; владение алгоритмом исследования и проектирования, методами сравнительных оценок.</p>
<p>(ПК-1): - теорией проведения и выполнения типовых экспериментальных исследований по заданной методике;</p> <p>(ПК-2): - теоретической и практической базой для проведения эксперимента и обработки результатов экспериментальных исследований;</p> <p>(ПК-3): - алгоритмом исследования и проектирования на основе результатов исследования с учетом требования;</p> <p>- способностью принимать участие в проектировании нормативно-технических документов;</p> <p>(ПК-4): - способностью проводить обоснование проектных решений;</p> <p>- методикой использования нормативных документов в технических проектах;</p> <p>(ПК-5): - методами сравнительных оценок при определении пригодности выбранного оборудования;</p> <p>(ПК-7): - аппаратными и схемными решениями по ограничению качественных воздействий на выбранное оборудование.</p>	<p>неудовлетворительно</p>	<p>Выставляется обучающемуся в том случае, если он не владеет основными знаниями по данной дисциплине</p>

4. Методические материалы, определяющие процедуры оценивания знаний, умений, навыков и опыта деятельности

Дисциплина Электрические станции и подстанции направлена на ознакомление с методами выработки преобразования электрической энергии; на получение теоретических знаний и практических навыков по обслуживанию электроустановок генерации и преобразования электрической энергии для их дальнейшего использования в практической деятельности.

Изучение дисциплины предусматривает:

- лекции,
- лабораторные работы;
- практические занятия;
- курсовой проект;
- экзамен.

В ходе освоения раздела 1 студенты должны уяснить типы электрических станций традиционного типа, их место в общей системе электроснабжения. Нетрадиционные способы получения электрической энергии.

В ходе освоения раздела 2 студенты должны уяснить теоретические аспекты электрических и электродинамических процессов в проводниках при передаче переменного тока.

В ходе освоения раздела 3 студенты должны уяснить тип оборудования и его особенности, необходимого для коммутации цепей постоянного и переменного тока.

В ходе освоения раздела 4 студенты должны уяснить типы синхронных генераторов на электрических станциях их технические характеристики, системы охлаждения, возбуждение, регулирование отдаваемой мощности, гашение поля возбуждения.

В ходе освоения раздела 5 студенты должны уяснить методику выбора и применения силовых трансформаторов на электрических станциях и подстанциях расчетного типа.

В ходе освоения раздела 6 студенты должны уяснить понятия главных схем, схем оперативных переключений, схем выдачи электрической энергии, иметь четкое представление по изображению и обозначению элементов схем.

В ходе освоения раздела 7 студенты должны уяснить необходимость на станциях и подстанциях оперативного тока, его характер (постоянный или переменный), выбор и расчет мощности цепей оперативного тока.

В ходе освоения раздела 8 студенты должны уяснить типы РУ станций и подстанций, требования к РУ, расчет усилий от высших факторов на элементы схемы, выбор оборудования закрытых и открытых РУ.

В ходе освоения раздела 9 студенты должны уяснить необходимость защиты персонала от воздействия электрического и атмосферного тока. Для этого должны уметь рассчитать заземления ОРУ и ЗРУ и молниезащиты.

Необходимо овладеть навыками и умениями применения изученных методов для схемных решений по выборке электроэнергии на станциях использования силовых аппаратов, их выбор в схемах, условия эксплуатации, безопасность обслуживания оборудования станций и подстанций, применения и реализации тех или иных проектов в конкретных ситуациях.

В процессе изучения дисциплины рекомендуется на первом этапе обратить внимание на теоретические обоснования и выбор основного электрооборудования.

Овладение ключевыми понятиями является основой для изучения дисциплины, являющейся одной из основных при подготовке обучающегося.

При подготовке к экзамену рекомендуется особое внимание уделить следующим вопросам: выбора основного электрооборудования станций и подстанций, эксплуатации и системной увязке работы электростанций и систем электроснабжения.

В процессе проведения практических занятий, лабораторных работ происходит закрепление знаний, формирование умений и навыков реализации представления об выработке электроэнергии на электростанциях и ее преобразование на подстанциях.

Самостоятельную работу необходимо начинать с изучения типов электрических

станций традиционного типа и электрических станций альтернативной энергетики.

В процессе консультации с преподавателем необходимо ознакомиться с повышенными достижениями в области электроэнергетики.

Приступая к работе с курсовым проектом необходимо изучить задачу курсового проекта, рекомендуемую литературу, алгоритм выполнения данной работы.

Работа с литературой является важнейшим элементом в получении знаний по дисциплине. Прежде всего, необходимо воспользоваться списком рекомендуемой по данной дисциплине литературой. Дополнительные сведения по изучаемым темам можно найти в периодической печати и Интернете.

Предусмотрено проведение аудиторных занятий (в виде лекций, лабораторных и практических занятий) в сочетании с внеаудиторной работой.

АННОТАЦИЯ

рабочей программы дисциплины

Электрические станции и подстанции

1. Цель и задачи дисциплины

Целью изучения дисциплины является: подготовить обучающихся к работе по эксплуатации электрооборудования электрических станций и подстанций; к выполнению отдельных частей проектов электрической части электрических станций и подстанций; к проведению исследований, направленных на повышение надёжности работы электрооборудования электрических станций и подстанций.

Задачей изучения дисциплины является: усвоение обучающимися основных принципов формирования силовых схем электрических станций различного типа в зависимости от места станции или подстанции в общей системе энергоснабжения района.

2. Структура дисциплины

2.1 Распределение трудоемкости по отдельным видам учебных занятий, включая самостоятельную работу: Лк - 6 час.; ЛР - 8 час.; ПЗ - 10 час.; СР - 219 час.

Общая трудоемкость дисциплины составляет 252 часов, 4 зачетных единиц

2.2 Основные разделы дисциплины:

- 1- Электростанции и подстанции как элементы энергосистемы. Основные типы электростанций и подстанций, их характерные особенности.
- 2- Проводники и электрические аппараты, используемые на электростанциях и подстанциях. Термическая и электродинамическая стойкость проводников и электрических аппаратов.
- 3- Дугогасительные устройства электрических аппаратов переменного и постоянного тока. Основные параметры и эксплуатационные характеристики современных выключателей, разъединителей и других электрических аппаратов и проводников, их проверка по условиям короткого замыкания.
- 4- Синхронные генераторы и компенсаторы. Основные эксплуатационные характеристики. Способы включения в сеть. Современные системы возбуждения.
- 5- Силовые трансформаторы и автотрансформаторы. Системы охлаждения. Допустимые систематические нагрузки и аварийные перегрузки. Особенности режимов автотрансформаторов.
- 6- Электрические схемы станций и подстанций. Переключения в распределительных устройствах.
- 7- Схемы оперативного типа электрических станций и подстанций. Выбор аккумуляторной батареи.
- 8- Конструкции распределительных устройств. Требования к распределительным устройствам.
- 9- Обеспечение электробезопасности в распределительных устройствах станций и подстанций. Молниезащита. Заземление электрооборудования в распределительных устройствах разных типов станций и подстанций.

3. Планируемые результаты обучения (перечень компетенций)

Процесс изучения дисциплины направлен на формирование следующих компетенций:
ОПК-2 - способность применять соответствующий физико-математический аппарат, методы анализа и моделирования, теоретического и экспериментального исследования;
ПК-1- способность участвовать в планировании, подготовке и выполнении типовых

- экспериментальных исследований по заданной методике;
- ПК-2- способность обрабатывать результаты экспериментов;
- ПК-3- способность принимать участие в проектировании объектов профессиональной деятельности в соответствии с техническим заданием и нормативно-технической документацией, соблюдая различные технические, энергоэффективные и экологические требования;
- ПК-4- с готовность определять параметры оборудования объектов профессиональной деятельности
- ПК-5- способность проводить обоснование проектных решений4;
- ПК-7- готовность обеспечивать требуемые режимы и заданные параметры технологического процесса по заданной методике.

4. Вид промежуточной аттестации: экзамен, КП

*Протокол о дополнениях и изменениях в рабочей программе
на 20__-20__ учебный год*

1. В рабочую программу по дисциплине вносятся следующие дополнения:

1. В рабочую программу по дисциплине вносятся следующие изменения:

Протокол заседания кафедры № _____ от « ____ » _____ 20 __ __ г.,
(разработчик)

Заведующий кафедрой _____
(подпись) _____
(Ф.И.О.)

**ФОНД ОЦЕНОЧНЫХ СРЕДСТВ ДЛЯ ТЕКУЩЕГО
КОНТРОЛЯ УСПЕВАЕМОСТИ ПО ДИСЦИПЛИНЕ**

1. Описание фонда оценочных средств (паспорт)

№ компетенции	Элемент компетенции	Раздел	Тема	ФОС
ОПК-2	способность применять соответствующий физико-математический аппарат, методы анализа и моделирования, теоретического и экспериментального исследования	2. Проводники и электрические аппараты, используемые на электростанциях и подстанциях. Термическая и электродинамическая стойкость проводников и электрических аппаратов	8. Проводники в электроэнергетике: протекание по проводникам переменного тока, глубина проникновения переменного тока в проводник, активное сопротивление проводника.	Собеседование
			9. Электродинамические усилия в проводниках при протекании тока /параллельные проводники/.	
			10. Электродинамические усилия в проводниках П-образной и Г-образной формы. Привести примеры из высоковольтных аппаратов.	
			11. Электродинамические усилия в проводниках шинной конструкции при расположении шин в одной плоскости.	
		4. Синхронные генераторы и компенсаторы. Основные эксплуатационные характеристики. Способы включения в сеть. Современные системы возбуждения.	4.1. Системы охлаждения синхронных генераторов. Требования к синхронным генераторам. Устройство генераторов. Основные узлы генераторов, требующие особого внимания.	Защита КП, Отчет по ПЗ
			4.2. Включение синхронных генераторов на параллельную работу. Способы включения. Системы возбуждения	
			4.3. Синхронные компенсаторы. Статические компенсаторы. Режимы работы компенсаторов	
		5. Силовые трансформаторы и автотрансформаторы. Системы охлаждения. Допустимые систематические нагрузки и аварийные перегрузки. Особенности режимов автотрансформаторов	5.1. Современные силовые трансформаторы и автотранспорты. Системы охлаждения.	Защита КП, Отчет по ПЗ
			5.2. Параллельная работа трансформаторов и автотрансформаторов. Допустимые перегрузки. Особенности конструкции автотрансформаторов. Регулирование напряжения на трансформаторах	

ПК-1	способность участвовать в планировании, подготовке и выполнении типовых экспериментальных исследований по заданной методике	3. Дугогасительные устройства электрических аппаратов переменного и постоянного тока. Основные параметры и эксплуатационные характеристики современных выключателей, разъединителей и других электрических аппаратов и проводников, их проверка по условиям короткого замыкания.	3.1. Электрическая дуга постоянного тока. Особенности гашения дуги постоянного тока	Защита ЛР	
	ПК-2		способность обрабатывать результаты экспериментов		3.2. Виды ионизации в дуговом промежутке. Процесс ионизации и деионизации при горении дуги.
			ПК-3		способность принимать участие в проектировании объектов профессиональной деятельности в соответствии с техническим заданием и нормативно-технической документацией, соблюдая различные технические, энергоэффективные и экологические требования
ПК-4	способность проводить обоснование проектных решений	4. Синхронные генераторы и компенсаторы. Основные эксплуатационные характеристики. Способы включения в сеть. Современные системы возбуждения.	3.4. Аппараты РУ 6-10 кВ: разъединители, высоковольтные предохранители, выключатели РУ 6-10 кВ, трансформаторы тока с напряжением свыше 1 кВ, измерительные трансформаторы напряжения	Защита КП, Отчет по ПЗ	
			4.1. Системы охлаждения синхронных генераторов. Требования к синхронным генераторам. Устройство генераторов, требующие особого внимания.		
			4.2. Включение синхронных генераторов на параллельную работу. Способы включения. Системы возбуждения		
ПК-5	готовность определять параметры оборудования объектов профессиональной деятельности	5. Силовые трансформаторы и автотрансформаторы. Системы охлаждения. Допустимые систематические нагрузки и аварийные перегрузки. Особенности режимов автотрансформаторов	4.3. Синхронные компенсаторы. Статические компенсаторы. Режимы работы компенсаторов	Защита КП, Отчет по ПЗ	
			5.1. Современные силовые трансформаторы и автотрансформаторы. Системы охлаждения.		
ПК-7	готовность обеспечивать требуемые режимы и заданные параметры технологического процесса по заданной методике	6. Электрические схемы станций и подстанций. Переключения в распределительных устройствах	5.2. Параллельная работа трансформаторов и автотрансформаторов. Допустимые перегрузки. Особенности конструкции автотрансформаторов. Регулирование напряжения на трансформаторах	Защита КП, Отчет по ПЗ	
			6.1. Ревизия ячейки КРУН.		
			6.2. Схемы электрических соединений с защитой каждой цепи одним выключателем		
			6.3. Схемы электрических соединений с защитой каждой цепи несколькими выключателями		
			6.4. Упрощенные на стороне высокого напряжения схемы электрических соединений подстанций		
6.5. Выполнение оперативных					

			переключений в электроустановках высокого напряжения	
			6.6. Производство работ по наряду	
		7. Схемы оперативного типа электрических станций и подстанций. Выбор аккумуляторной батареи.	7.1. Системы оперативного тока электрических станций и подстанций. Виды. Требования к системам оперативного тока 7.2. Системы постоянного оперативного тока электрических станций. Типы аккумуляторных батарей на станциях и подстанциях. Выбор аккумуляторной батареи.	Защита КП, Отчет по ПЗ
	8. Конструкции РУ. Требования к РУ.	8.1. Закрытые распределительные устройства 8.2. Открытые распределительные устройства		
	9. Обеспечение электробезопасности в РУ станций и подстанций. Молниезащита. Заземление электрооборудования в РУ разных типов станций и подстанций.	9.1. Молниезащита открытых РУ станций и подстанций. Расчет зоны защиты единичного молниеотвода и системы молниезащиты.		
		9.2. Заземление оборудования станций и подстанций. Расчет заземления ОРУ и ЗРУ систем с глухозаземленной и изолированной нейтралью		

2. Описание показателей и критериев оценивания компетенций

Показатели	Оценка	Критерии
Знать (ОПК-2): - состав основного оборудования электрических станций и подстанций; (ПК-1): - назначение типовых экспериментальных исследований; (ПК-2): - теорию и практику проведения экспериментальных исследований; (ПК-3): - теорию и практику проектирования электроэнергетических объектов на основе нормативно-технических документов; (ПК-4): - нормативную документацию, используемую в разрабатываемых электрических проектах; (ПК-5): - параметры оборудования объектов профессиональной деятельности, удовлетворяющие требованиям нормативной документации; (ПК-7):	отлично	Выставляется обучающемуся в том случае, если он демонстрирует уверенное: знание нормативной документации, параметров оборудования, назначение типовых исследований; умение поставить эксперимент и выделить из него главное, выбирать расчетный режим; владение алгоритмом исследования и проектирования, методами сравнительных оценок, аппаратными и схемными решениями. Самостоятельное выполнение КП и уверенная защита работы.
	хорошо	Выставляется обучающемуся в том случае, если он демонстрирует знание нормативной документации, параметров оборудования, назначение типовых исследований; умение поставить эксперимент и выделить из него главное, выбирать расчетный режим; владение алгоритмом исследования и проектирования, методами

<p>- возможные режимы работы оборудования; Уметь (ОПК-2):</p>		<p>сравнительных оценок, аппаратными и схемными решениями. При этом допускаются не значительные замечания при защите КП.</p>
<p>- применять методы анализа и моделирования, теоретического и экспериментального исследования; (ПК-1):</p> <p>- поставить эксперимент; (ПК-2):</p> <p>- выделить из экспериментальных исследований главное, что является результатом исследования; (ПК-3):</p> <p>- использовать нормативно-техническую документацию в проектировании; (ПК-4):</p>	<p>удовлетворительно</p>	<p>Выставляется обучающемуся в том случае, если он демонстрирует слабое, не уверенное знание нормативной документации, параметров оборудования, умение поставить эксперимент и выделить из него главное; владение алгоритмом исследования и проектирования, методами сравнительных оценок, допущены серьезные ошибки в КП</p>
<p>- применять нормативную документацию для получения оптимальных проектных решений; (ПК-5):</p> <p>- определять параметры расчетных величин, которым должно удовлетворять выбранное оборудование; (ПК-7):</p> <p>- выбирать расчетный режим (наиболее тяжелый); Владеть (ОПК-2):</p> <p>- навыками исследования электрооборудования (ПК-1):</p> <p>- теорией проведения и выполнения типовых экспериментальных исследований по заданной методике; (ПК-2):</p> <p>- теоретической и практической базой для проведения эксперимента и обработки результатов экспериментальных исследований; (ПК-3):</p> <p>- алгоритмом исследования и проектирования на основе результатов исследования с учетом требования; - способностью принимать участие в проектировании нормативно-технических документов; (ПК-4):</p> <p>- способностью проводить обоснование проектных решений; - методикой использования нормативных документов в технических проектах; (ПК-5):</p> <p>- методами сравнительных оценок при определении пригодности выбранного оборудования; (ПК-7):</p> <p>- аппаратными и схемными решениями по ограничению качественных воздействий на выборное оборудование.</p>		<p>неудовлетворительно</p>

Программа составлена в соответствии с федеральным государственным образовательным стандартом высшего образования по направлению подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника (уровень бакалавриата) от «3» сентября 2015 г. №955

для набора 2014 года: и учебным планом ФГБОУ ВО «БрГУ» для заочной формы обучения от «3» июля 2018г. №413

Программу составил:

Булатов Ю.Н., зав.кафедрой, доцент, к.т.н. _____

Рабочая программа рассмотрена и утверждена на заседании кафедры ЭиЭ

от «28» декабря 2018 г., протокол №5

Заведующий кафедрой ЭиЭ _____ Ю.Н. Булатов

СОГЛАСОВАНО:

Заведующий выпускающей кафедрой _____ Ю.Н. Булатов

Директор библиотеки _____ Т.Ф. Сотник

Рабочая программа одобрена методической комиссией ФЭиА

от «28» декабря 2018 г., протокол №5

Председатель методической комиссии факультета _____ А.Д. Ульянов

СОГЛАСОВАНО:

Начальник
учебно-методического управления _____ Г.П. Нежевец

Регистрационный № _____