

Р.В.Гайсаров, И.Т.Лисовская

ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ АППАРАТУРЫ, ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЕЙ И ИЗОЛЯТОРОВ

Учебное пособие



Р.В.Гайсаров, И.Т.Лисовская

**ВЫБОР
ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ АППАРАТУРЫ,
ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЕЙ И
ИЗОЛЯТОРОВ**

Учебное пособие

2002

УДК 621.311.2(07)

Гайсаров Р.В., Лисовская И.Т. Выбор электрической аппаратуры, токоведущих частей и изоляторов: Учебное пособие к курсовому и дипломному проектированию. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2002. – 59 с.

Пособие предназначено для студентов специальностей "Электрические станции", "Электрические системы и сети", "Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем", "Системы электроснабжения" и используется при выполнении заданий по курсам "Производство электроэнергии", "Электрическая часть станций и подстанций", "Электрические станции и подстанции систем электроснабжения", при курсовом и дипломном проектировании.

Ил. 14, табл. 10, список лит. – 17 назв.

Одобрено учебно-методической комиссией энергетического факультета.

Рецензенты: Николаевский А.Б., Серов Н.П.

© Издательство ЮУрГУ, 2002.

ОГЛАВЛЕНИЕ

<u>Введение</u>	4
<u>1. Выбор основного оборудования электростанций и подстанций</u>	5
<u>1.1. Выбор генераторов</u>	5
<u>1.2. Выбор трансформаторов</u>	6
<u>2. Общие вопросы выбора электрических аппаратов и проводников</u>	10
<u>2.1. Расчетные условия для выбора аппаратов и проводников по продолжительным режимам работы</u>	10
<u>2.2. Расчетные условия для проверки аппаратуры и токоведущих частей по режиму короткого замыкания</u>	15
<u>3. Выбор различных видов электрических аппаратов</u>	18
<u>3.1. Выбор выключателей</u>	18
<u>3.2. Выбор разъединителей, отделителей, выключателей нагрузки и короткозамыкателей</u>	22
<u>3.3. Выбор трансформаторов тока</u>	23
<u>3.4. Выбор трансформаторов напряжения</u>	26
<u>3.5. Выбор реакторов</u>	27
<u>3.6. Выбор низковольтных аппаратов</u>	29
<u>4. Выбор токоведущих частей и изоляторов распределительных устройств</u>	31
<u>4.1. Выбор токоведущих частей</u>	31
<u>4.2. Выбор шинных изоляторов</u>	36
<u>5. Пример выбора электрических аппаратов, шин и изоляторов</u>	37
<u>6. Пример проверки выключателей по отключающей способности</u>	47
<u>7. Расчетные условия для проверки аппаратуры и токоведущих частей по режиму короткого замыкания</u>	55
<u>Библиографический список</u>	59

ВВЕДЕНИЕ

Одной из основных составляющих подготовки инженеров-электриков является получение навыков проектирования электротехнических устройств и объектов. Решению этой задачи и подчинено курсовое и дипломное проектирование электрической части станций и подстанций. В процессе учебного проектирования необходимо выполнить ряд работ, основными из которых являются:

1. Подготовка исходной информации.

Исходную информацию следует разделить на внешнюю и внутреннюю. Источником внешней информации при курсовом проектировании служит задание на проект. При дипломном проектировании внешнюю информацию студент в соответствии с темой дипломного проекта находит при прохождении преддипломной практики. Исходной информацией в данном случае может быть: параметры системы (уровни напряжения, мощность короткого замыкания, конфигурация и т.п.); параметры нагрузки как электрической, так и тепловой; источники первичной энергии (топлива) и т.д. и т.п. Внутреннюю информацию получают в процессе проектирования. Так, например, при выборе трансформаторов необходимо предварительно определить расчётную мощность, передаваемую через трансформаторы, для выбора аппаратов и токоведущих частей необходимо знать токи в рабочих и аварийных режимах.

2. Проектирование главной электрической схемы.

Главной электрической схемой называют схему электрических и трансформаторных соединений между её основными элементами, связанными с производством, преобразованием и распределением электроэнергии. Главная электрическая схема определяет основное электрооборудование и эксплуатационные свойства электроустановки. Поэтому понятие "главная электрическая схема" переносят на саму электроустановку. Отсюда следует, что под проектированием главной электрической схемы понимают проектирование самой установки.

3. Проектирование электроустановки собственных нужд (С.Н.): определение потребителей С.Н. и расчёт их мощности, выбор источников питания С.Н., разработка схемы электроснабжения С.Н. (включая выбор электрических аппаратов), расчёт самозапуска электродвигателей С.Н., проектирование кабельного хозяйства, проектирование установки постоянного тока.

4. Разработка конструкции распределительного устройства: компоновка электротехнических устройств, защита от перенапряжений и заземление.

Из всей совокупности вопросов, решаемых при проектировании электрической части станций и подстанций, особое место занимает выбор электрического оборудования, аппаратов, токоведущих частей и изоляторов. Этому вопросу и посвящено данное пособие.

1. ВЫБОР ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

Основное оборудование всегда стремятся выбрать однотипным, так как при этом обеспечивается возможность максимальной индустриализации строительства и ремонта, а также сокращается количество обслуживающего персонала. К основному оборудованию в электрической части станций и подстанций следует отнести генераторы и трансформаторы.

1.1 Выбор генераторов

Выработка электроэнергии на электростанциях осуществляется турбо- и гидрогенераторами. Турбогенераторы устанавливаются на КЭС, ТЭЦ, АЭС, гидрогенераторы – на ГЭС и ГАЭС.

Завод изготовитель предназначает генератор для определенного длительного режима работы, который называют номинальным. Этот режим характеризуется параметрами, которые носят название номинальных данных генератора и указываются на его табличке, а также в паспорте машины.

Номинальное напряжение генератора – это линейное (междуфазное) напряжение обмотки статора в номинальном режиме.

Номинальный ток статора генератора – значение тока, при котором допускается длительная нормальная работа генератора при нормальных параметрах охлаждения и номинальных значениях мощности и напряжения, указанных в паспорте генератора.

Номинальная полная мощность генератора определяется по следующей формуле, кВА:

$$S_{\text{НОМ}} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot I_{\text{НОМ}}, \quad (1.1)$$

где $U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение генератора; $I_{\text{НОМ}}$ – номинальный ток статора.

Номинальная активная мощность генератора – наибольшая активная мощность, для длительной работы с которой он предназначен в комплекте с турбиной. Номинальная активная мощность генератора определяется следующим выражением:

$$P_{\text{НОМ}} = S_{\text{НОМ}} \cdot \cos \varphi_{\text{НОМ}}, \quad (1.2)$$

где $\cos \varphi_{\text{НОМ}}$ – номинальный коэффициент мощности.

Номинальные мощности турбогенераторов должны соответствовать ряду мощностей, соответствующих ГОСТ 533-85Е, МВт (табл. 1.1).

Таблица 1.1

2,5	4	6	12	32	63	110
-----	---	---	----	----	----	-----

Окончание таблицы 1.1

220	320	500	800	1200	1600	2000
-----	-----	-----	-----	------	------	------

Номинальный коэффициент мощности согласно ГОСТ принимается равным 0,8 для генераторов мощностью до 125 МВА, 0,85 для турбогенераторов мощностью до 588 МВА и гидрогенераторов до 360 МВА, 0,9 для более мощных машин.

Единичную мощность турбогенераторов КЭС, проектируемых для работы в объединенных энергосистемах, выбирают возможно более крупной (для данного вида топлива) с учетом перспективного развития объединенной системы. Единичную мощность турбоагрегатов КЭС, входящих в изолированные системы, определяют на основе технико-экономических расчетов с учетом аварийного резерва. Для надежности и устойчивости работы энергосистемы единичная мощность агрегатов не должна превышать аварийного резерва системы, который может составлять от 4 до 10% мощности системы.

Единичные мощности теплофикационных агрегатов выбирают также возможно более крупными. При этом учитывают динамику роста тепловых нагрузок района на срок не менее 5–10 лет.

1.2. Выбор трансформаторов

Выбор трансформаторов включает в себя определение числа, типа и номинальной мощности трансформаторов структурной схемы проектируемой электроустановки.

Рекомендуется применять трехфазные трансформаторы, и только в случае невозможности изготовления заводами трансформаторов необходимой мощности или при наличии транспортных ограничений допускается применение групп из двух трехфазных или трех однофазных трансформаторов. Резервный однофазный трансформатор предусматривают при установке большого числа (девять и более) однофазных единиц и при выполнении связи между РУ высшего и среднего напряжений посредством одной автотрансформаторной группы. Замена поврежденного трансформатора фазы резервным осуществляется путем их перекачки, без сооружения стационарной ошиновки.

Все трехобмоточные трансформаторы и автотрансформаторы, а также двухобмоточные трансформаторы подстанций и станций, кроме включенных в блоки с генераторами, должны иметь встроенные устройства для регулирования напряжения под нагрузкой (РПН).

Выбор номинальной мощности трансформатора производят с учетом его нагрузочной способности. В общем случае условие выбора мощности трансформатора имеет вид

$$S_{\text{расч}} \leq S_{\text{ном}} \cdot k_{\text{п}}, \quad (1.3)$$

где $S_{\text{расч}}$ – расчетная мощность; $S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность трансформатора; $k_{\text{п}}$ – допустимый коэффициент перегрузки.

При определении $S_{\text{расч}}$ принимается во внимание нагрузка на пятый год, если считать от конца сооружения электроэнергетического объекта, причем учитывается перспектива дальнейшего его развития на 5–10 лет вперед.

Выбор блочных трансформаторов. Блочный трансформатор должен обеспечивать выдачу мощности генератора в сеть повышенного напряжения за вычетом мощности нагрузки, подключенной на ответвлении от генератора. При этом возможны два варианта:

1) на ответвлении к блоку подсоединена только нагрузка собственных нужд.

В этом случае

$$S_{\text{расч}} = \sqrt{(P_{\text{ном.Г}} - P_{\text{с.н.}})^2 + (Q_{\text{ном.Г}} - Q_{\text{с.н.}})^2}. \quad (1.4)$$

При равенстве коэффициентов мощности генератора и потребителей собственных нужд

$$S_{\text{расч}} \approx S_{\text{ном.Г}} - S_{\text{с.н.}}, \quad (1.5)$$

2) на ответвлении к блоку подключены местная нагрузка и нагрузка собственных нужд.

Тогда

$$S_{\text{расч}} = \sqrt{(P_{\text{ном.Г}} - P_{\text{с.н.}} - P_{\text{м.н.}})^2 + (Q_{\text{ном.Г}} - Q_{\text{с.н.}} - Q_{\text{м.н.}})^2}, \quad (1.6)$$

где $P_{\text{ном.Г}}$, $Q_{\text{ном.Г}}$ – активная и реактивная номинальные мощности генератора; $P_{\text{с.н.}}$, $Q_{\text{с.н.}}$ – активная и реактивная нагрузки собственных нужд; $P_{\text{м.н.}}$, $Q_{\text{м.н.}}$ – активная и реактивная местные нагрузки.

Если генератор включается в блок с повышающим автотрансформатором (обычно без местной нагрузки), то расчетная мощность последнего определяется максимальной нагрузкой третичной обмотки, к которой присоединен генератор:

$$S_{\text{расч}} \approx \frac{S_{\text{ном.Г}} - S_{\text{с.н.}}}{k_{\text{тип}}}, \quad (1.7)$$

где

$$k_{\text{тип}} = \frac{(U_{\text{вн}} - U_{\text{сн}})}{U_{\text{вн}}} = \frac{S_{\text{тип}}}{S_{\text{ном}}}.$$

$k_{\text{тип}}$ – коэффициент типовой мощности автотрансформатора. При этом предполагается, что мощность третичной обмотки равна типовой мощности автотрансформатора.

После выбора номинальной мощности автотрансформатора проверяют возможность передачи через него максимальной мощности из РУ СН в РУ ВН. Если такой режим нагрузки оказывается недопустимым, то изменяют или число блоков, присоединенных к РУ СН, или число автотрансформаторов, или реже их мощность.

Если суточный график нагрузки генератора, а следовательно, и блочного трансформатора имеет заметно выраженное понижение мощности в ночное время, то при выборе номинальной мощности трансформатора можно учесть

его способность к систематическим перегрузкам в дневное время без сокращения срока службы, т.е.

$$S_{\text{ном}} \geq \frac{S_{\text{расч}}}{k_{\text{п.сист}}}, \quad (1.8)$$

где $k_{\text{п.сист}}$ – допустимый коэффициент систематических перегрузок, который определяют по графикам нагрузочной способности трансформаторов (мощностью до 250 МВА включительно), согласно ГОСТ 14209-85.

Если блок работает в базовой части графика нагрузки, то выбор блочного трансформатора необходимо производить без учёта его перегрузочной способности.

Выбор трансформаторов связи на электростанциях.

Расчетную мощность автотрансформаторов связи, включенных между РУ высшего и среднего напряжения определяют на основе анализа перетоков мощности между этими РУ в нормальном и аварийном режимах. В частности, необходимо рассматривать отключение одного из блоков, присоединенных к РУ СН. При выборе числа автотрансформаторов связи учитывают, во-первых, требуемую надежность электроснабжения потребителей сети СН, а во-вторых, допустимость изолированной работы блоков на РУ СН. Если нарушение связи между РУ высшего и среднего напряжений влечет за собой недоотпуск электроэнергии потребителям или окажется, что минимальная нагрузка сети СН ниже технологического минимума мощности отделившихся блоков, то предусматривают два автотрансформатора связи.

При выборе трансформаторов связи между РУ генераторного (ГРУ) и повышенного напряжений ТЭЦ руководствуются соображениями надежности тепло- и электроснабжения местного потребителя. На ТЭЦ, как правило, предусматривают два трансформатора связи ГРУ с системой. Один трансформатор связи можно установить лишь в тех редких случаях, когда нарушение связи ТЭЦ с системой, сопровождающееся переходом генераторов на работу по графику местной электрической нагрузки, не вызывает ограничения теплового потребления. Однако даже при наличии условий, определяющих принципиальную возможность выбора одного трансформатора связи, из соображений уменьшения перетоков мощности между секциями обычно устанавливают все-таки два трансформатора связи.

При выборе номинальной мощности трансформаторов связи составляют и анализируют предполагаемые графики нагрузки трансформаторов: а) в нормальном режиме; б) при отключении одного из работающих генераторов.

Мощность, передаваемая через трансформаторы связи, в общем случае (при разных значениях коэффициентов мощности генераторов, местной нагрузки и собственных нужд)

$$S_{\text{расч}} = \sqrt{(P_{\Sigma\Gamma} - P_{\text{с.н.}} - P_{\text{м.н}})^2 + (Q_{\Sigma\Gamma} - Q_{\text{с.н.}} - Q_{\text{м.н}})^2}, \quad (1.9)$$

где $P_{\Sigma\Gamma}$, $Q_{\Sigma\Gamma}$ – суммарные активная и реактивная мощности генераторов, присоединенных к ГРУ.

Учет нагрузочной способности трансформаторов связи зависит от режима, определившего расчетную (наибольшую) мощность. В нормальном режиме работы по диспетчерскому (т.е. заданному диспетчером системы) графику нагрузки трансформаторы, как правило, не должны перегружаться. В остальных случаях, если вероятность расчетного режима достаточно велика (плановое или аварийное отключение одного генератора на станции, аварийная ситуация в системе), то при выборе номинальной мощности можно идти лишь на перегрузку без сокращения срока службы ($k_{п.сист}$). В тех случаях, когда расчетный режим редкий (отказ одного из трансформаторов связи), при выборе $S_{ном}$ используют коэффициент допустимой аварийной перегрузки $k_{п.ав}$. Расчёт допустимых перегрузок выполняется в соответствии с ГОСТ 14209-85.

Выбор трансформаторов на подстанциях. Число трансформаторов на подстанции выбирают в зависимости от мощности и ответственности потребителей, а также наличия резервных источников питания в сетях среднего и низшего напряжений.

Так как большей частью от подстанции питаются потребители всех трех категорий, и питание от системы подводится лишь со стороны ВН, то по условию надежности требуется установка двух трансформаторов.

На очень мощных узловых подстанциях может оказаться экономически целесообразной установка трех- четырех трансформаторов (автотрансформаторов).

На одотрансформаторных подстанциях номинальная мощность трансформатора выбирают с учетом возможности систематических перегрузок:

$$S_{ном} \geq \frac{S_{расч}}{k_{п.сист}}, \quad (1.10)$$

где

$$S_{расч} \geq \frac{P_{max}}{\cos \varphi}; \quad (1.11)$$

P_{max} – максимальная нагрузка наиболее загруженной обмотки трансформатора на 5-й год, если считать с момента ввода первого трансформатора.

При установке на подстанции более одного трансформатора (в общем случае N_T) расчетным является случай отказа одного из трансформаторов, когда оставшиеся в работе трансформаторы с учетом их аварийной перегрузки должны передавать всю необходимую мощность:

$$S_{расч} = \frac{P_{max}}{\cos \varphi \cdot (N_T - 1)} \leq S_{ном} \cdot k_{п.ав}. \quad (1.12)$$

Расчетный коэффициент аварийной перегрузки трансформаторов при проектировании принимается равным 1,4. Такая перегрузка допустима в течение не более 5 суток при условии, если коэффициент начальной нагрузки не более 0,93, а длительность максимума нагрузки не более 6 часов в сутки.

2. ОБЩИЕ ВОПРОСЫ ВЫБОРА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ И ПРОВОДНИКОВ

Все электрические аппараты, токоведущие части и изоляторы на станциях и подстанциях должны быть выбраны по условиям длительной работы и проверены по условиям короткого замыкания в соответствии с указаниями "Правил устройств электроустановок" [1] и "Руководящих указаний по расчету токов коротких замыканий, выбору и проверке аппаратов и проводников по условиям короткого замыкания" [2].

Выбор аппаратов и проводников для проектируемой установки начинают с определения по заданной электрической схеме расчётных условий, а именно: расчётных рабочих токов присоединений, расчётных токов короткого замыкания и т.д.

Расчетные величины сопоставляют с соответствующими номинальными параметрами аппаратов и проводников, выбираемых по каталогам и справочникам.

При выборе аппаратов необходимо учитывать род установки (наружная или внутренняя), температуру окружающего воздуха, влажность и загрязненность помещения, а также габариты, вес, стоимость аппарата, удобство его размещения в распределительном устройстве.

Различают следующие (табл. 2.1) напряжения электрических сетей и присоединённых к ним источников и приемников электрической энергии в установках выше 1000 В: номинальное междуфазное напряжение $U_{ном}$, наибольшее рабочее напряжение U_{max} и среднее рабочее напряжение U_{cp} (значения напряжений выражено в кВ).

Таблица 2.1

$U_{ном}$	3	6	10	20	35	110	150	220	330	500	750
U_{cp}	3,15	6,3	10,5	21	37	115	154	230	340	515	770
U_{max}	3,6	7,2	12	24	40,5	126	172	252	363	525	787

Изоляция электрических аппаратов и кабелей должна соответствовать номинальному напряжению установки U_y , для чего должно быть выполнено условие

$$U_y \leq U_{ном}, \quad (2.1)$$

где $U_{ном}$ – номинальное напряжение аппарата или кабеля.

2.1. Расчетные условия для выбора проводников и аппаратов по продолжительным режимам работы

Продолжительный режим работы электротехнического устройства – это режим, продолжающийся не менее чем необходимо для достижения установившейся температуры его частей при неизменной температуре охлаждающей среды.

Продолжительный режим имеет место, когда электроустановка находится в одном из следующих режимов: нормальном, ремонтном, послеаварийном.

Нормальный режим предусмотрен планом эксплуатации. В нормальном режиме функционируют все элементы данной электроустановки, без вынужденных отключений и без перегрузок. Ток нагрузки в этом режиме может меняться в зависимости от графика нагрузки.

Для выбора аппаратов и проводников следует принимать наибольший ток нормального режима $I_{\text{норм}}$.

Ремонтный режим – это режим плановых профилактических и капитальных ремонтов. В этом режиме часть элементов электроустановки отключена, поэтому на оставшиеся в работе элементы ложится повышенная нагрузка. При выборе аппаратов и проводников необходимо учитывать это повышение нагрузки до $I_{\text{рем.мах}}$.

Послеаварийный режим – это режим, в котором часть элементов электроустановки вышла из строя или выведена в ремонт вследствие аварийного отключения. При этом режиме возможна перегрузка оставшихся в работе элементов электроустановки током $I_{\text{пав.мах}}$.

Из двух последних режимов выбирают наиболее тяжелый, когда в элементе электроустановки проходит наибольший ток $I_{\text{мах}}$.

Таким образом, расчетными токами продолжительного режима являются: $I_{\text{норм}}$ – наибольший ток нормального режима; $I_{\text{мах}}$ – наибольший ток ремонтного или послеаварийного режима. Расчетные условия нормального и максимального режимов вполне индивидуальны для каждого присоединения и требуют конкретного анализа.

Рассмотрим, как определяются расчетные токи для некоторых конкретных случаев.

Цепь генератора.

$$I_{\text{норм}} = I_{\text{ном.г}} = \frac{P_{\text{ном.г}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.г}} \cdot \cos \varphi_{\text{ном.г}}}, \quad (2.2)$$

где $P_{\text{ном.г}}$ – номинальная мощность генератора; $I_{\text{ном.г}}$ – номинальный ток генератора; $U_{\text{ном.г}}$ – номинальное напряжение генератора; $\cos \varphi_{\text{ном.г}}$ – номинальный коэффициент нагрузки.

Наибольший ток послеаварийного или ремонтного режима определяется при условии работы генератора при снижении напряжения на 5%:

$$I_{\text{мах}} = \frac{P_{\text{ном.г}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.г}} \cdot 0,95 \cdot \cos \varphi_{\text{ном.г}}}. \quad (2.3)$$

Цепь двухобмоточного трансформатора связи на электростанции. Со стороны высшего (ВН) и низшего напряжения (НН) принимают

$$I_{\text{норм}} = I_{\text{ном.т}} = \frac{S_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.т}}}, \quad (2.4)$$

где $S_{\text{ном.т}}$ – номинальная мощность трансформатора; $I_{\text{ном.т}}$ – номинальный ток трансформатора; $U_{\text{ном.т}}$ – номинальное напряжение трансформатора.

Наибольший ток ремонтного или послеаварийного режима принимает при условии отключения параллельно работающего трансформатора, когда оставшийся в работе трансформатор может быть перегружен по правилам аварийных длительных или систематических перегрузок. Согласно ГОСТ 14209-85 для трансформатора допускается длительная аварийная перегрузка 40% и систематическая перегрузка в зависимости от условия охлаждения, типа трансформатора и графика нагрузки. Если неизвестны действительные значения допустимых перегрузок, то в учебное проектирование можно принять

$$I_{\text{max}} = (1,3 \dots 1,4) \cdot I_{\text{ном.т}}. \quad (2.5)$$

Цепь трехобмоточного трансформатора или автотрансформатора на электростанции. Загрузка цепей ВН (высокого напряжения), СН (среднего напряжения), НН (низкого напряжения) зависит от конкретных условий: графика нагрузки и схемы соединений. При блочном соединении генератора с трансформатором на стороне НН $I_{\text{ном}}$, I_{max} определяются так же, как в цепи генератора.

При поперечных связях между генераторами расчетные условия на стороне НН и ВН определяются по мощности трансформатора с учётом его перегрузки, т.е.

$$I_{\text{ном}} = I_{\text{ном.т}}, \quad (2.6)$$

$$I_{\text{max}} = (1,3 \dots 1,4) \cdot I_{\text{ном.т}}, \quad (2.7)$$

где I_{max} – ток перегрузки трансформатора.

На стороне СН, если отсутствует связь с энергосистемой и установлено два трансформатора

$$I_{\text{ном}} = \frac{S'_n}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}; \quad (2.8)$$

$$I_{\text{max}} = 2 \cdot I_{\text{ном}}, \quad (2.9)$$

где S'_n – наибольшая перспективная нагрузка на СН.

Если к шинам СН присоединена энергосистема и возможны перетоки мощности между обмотками ВН и СН, то

$$I_{\text{ном}} = I_{\text{ном.т}}; \quad (2.10)$$

$$I_{\text{max}} = (1,3 \dots 1,4) \cdot I_{\text{ном.т}}. \quad (2.11)$$

Цепь двухобмоточного трансформатора на подстанции. На стороне ВН и НН расчетные нагрузка определяют, как правило, с учетом установки в перспективе трансформаторов следующей по шкале ГОСТ номинальной мощности $S'_{\text{ном.т}}$ [8]

$$I_{\text{норм}} = (0,65...0,7) \cdot \frac{S'_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.т}}}, \quad (2.12)$$

$$I_{\text{max}} = (1,3...1,4) \cdot \frac{S'_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.т}}}. \quad (2.13)$$

Цепь трехобмоточного трансформатора на подстанции. На стороне ВН расчетные токи определяют так же, как для двухобмоточного трансформатора на подстанции. На стороне СН при двух установленных трансформаторах

$$I_{\text{норм}} = \frac{S'_H}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (2.14)$$

$$I_{\text{max}} = 2 \cdot I_{\text{норм}}, \quad (2.15)$$

где S'_H – перспективная нагрузка на стороне СН на 10-летний период [8].

Цепь автотрансформатора на подстанции. На стороне ВН и СН расчётные токи определяют, как для цепи двухобмоточного трансформатора на подстанции, так как автотрансформатор может быть использован для связи двух систем и перетоков мощности как из ВН в СН, так и в обратном направлении. На стороне НН расчетные токи определяет по перспективной нагрузке

$$I_{\text{норм}} = \frac{S'_H}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}; \quad (2.16)$$

$$I_{\text{max}} = 2 \cdot I_{\text{норм}}, \quad (2.17)$$

где S'_H – перспективная нагрузка на стороне НН на 10-летний период [8].

Цепь линии. Если линия одиночная радиальная, то $I_{\text{норм}} = I_{\text{max}}$ определяется по наибольшей нагрузке линии.

Для n параллельных линий

$$I_{\text{норм}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}; \quad (2.18)$$

$$I_{\text{max}} = \frac{n}{n-1} \cdot I_{\text{норм}}, \quad (2.19)$$

где $S_{\text{нагр}}$ – наибольшая мощность потребителей присоединенных к линиям.

Наибольший ток ремонтного или послеаварийного режима I_{max} для параллельных линий возникает при отключении одной из них.

Сборные шины, цепи секционных, шиносоединительных выключателей. Ток нормального режима определяется с учетом токораспределения по шинам при наиболее неблагоприятном эксплуатационном режиме. Такими режимами являются: отключение части генераторов, перевод отходящих линий

на одну систему шин, а источников питания – на другую. Обычно ток, проходящий по сборным шинам, секционному или шиносоединительному выключателям, не превышает I_{\max} самого мощного генератора или трансформатора, присоединенного к этим шинам.

Цепь группового сдвоенного реактора. В нормальном режиме ветви реактора загружены равномерно. Наибольший ток нормального режима определяется по нагрузке присоединенных к ветви потребителей

$$I_{\text{норм}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (2.20)$$

В послеаварийном или ремонтном режиме при отключении одной из потребительских линий, присоединенных к ветви реактора, нагрузка другой ветви может, соответственно, возрасти

$$I_{\max} = \frac{n}{n-1} \cdot I_{\text{норм}}, \quad (2.21)$$

где n – число линий, присоединенных к одной ветви реактора.

При правильно выбранном реакторе I_{\max} не превышает номинального тока его ветви.

Итак, условие выбора по длительному нагреву:
для аппаратов

$$I_{\text{норм}} \leq I_{\text{ном}}, \quad (2.22)$$

$$I_{\max} \leq I_{\text{ном}}, \quad (2.23)$$

для шин и кабелей

$$I_{\max} \leq I_{\text{доп}}, \quad (2.24)$$

где $I_{\text{ном}}$ – номинальный ток аппарата; $I_{\text{доп}}$ – длительно допустимый ток проводника.

Номинальный ток аппаратов $I_{\text{ном}}$ нормирован при температуре окружающего воздуха $\theta_{\text{о.ном}} = 35^\circ\text{C}$, ток $I_{\text{доп}}$ – при температуре окружающего воздуха $\theta_{\text{о.ном}} = 25^\circ\text{C}$ или при температуре земли $\theta_{\text{о.ном}} = 15^\circ\text{C}$ (для кабелей).

Если действительная температура окружающей среды θ_o отлична от номинальной температуры $\theta_{\text{о.ном}}$, то следует сделать перерасчет номинального тока по соотношениям:

для аппаратов

$$I'_{\text{ном}} = \sqrt{\frac{\theta_{\text{доп}} - \theta_o}{\theta_{\text{доп}} - \theta_{\text{о.ном}}}}, \quad (2.25)$$

для шин и кабелей

$$I'_{\text{доп}} = \sqrt{\frac{\theta_{\text{доп}} - \theta_o}{\theta_{\text{доп}} - \theta_{o.\text{ном}}}}. \quad (2.26)$$

где $I'_{\text{ном}}$ и $I'_{\text{доп}}$ – номинальный и длительно допустимый ток при температуре окружающей среды θ_o ;

$\theta_{\text{доп}}$ – продолжительно допустимая температура аппарата или проводника.

2.2. Расчетные условия для проверки аппаратуры и токоведущих частей по режиму короткого замыкания

Электрические аппараты и шинные конструкции распределительных устройств должны быть проверены на электродинамическую и термическую устойчивость. Отключающие аппараты (выключатели, предохранители) проверяют, кроме того, по отключающей способности. Для этого необходимо определить расчетные токи короткого замыкания, предварительно составив расчетную схему и наметив расчетные точки короткого замыканий.

При составлении *расчетной схемы* для выбора аппаратов и проводников одной цепи выбирают режим установки, при котором в этой цепи будет наибольший ток короткого замыкания. При этом не учитываются режимы, не предусмотренные для длительной эксплуатации (например, кратковременная параллельная работа резервного и рабочего трансформатора собственных нужд станции и др.).

В качестве *расчетной точки* короткого замыкания следует принимать точку, при повреждении в которой через выбираемый аппарат или проводник будет протекать наибольший ток. Выбор расчетных точек короткого замыкания представлен в главе 7.

Расчетным видом короткого замыкания при проверке электродинамической стойкости аппаратов и жестких шин с относящимися к ним поддерживающими и опорными конструкциями является трехфазное короткое замыкание. Термическую стойкость следует проверять также по трехфазному короткому замыканию. Исключение представляют аппараты и проводники в цепи генераторов, для которых необходимо проверить их термическую стойкость при времени действия резервной защиты генератора. Аппаратура и токопроводы, применяемые в цепях генераторов мощностью 60 МВт и более, а также в цепях блоков генератор-трансформатор такой же мощности, должны проверяться по термической стойкости, исходя из расчетного времени короткого замыкания 4с [1]. Поэтому для цепи генератора следует рассмотреть трёхфазное и двухфазное короткое замыкание.

Отключающую способность аппаратов в незаземленных или резонансно-заземленных сетях (сети напряжением до 35 кВ включительно) следует проверять по току трехфазного короткого замыкания.

В эффективно-заземленных сетях (сети напряжением 110 кВ и выше) определяют токи при трехфазном и однофазном коротком замыкании, а проверку отключающей способности делают по более тяжелому режиму с учетом условий восстановления напряжения.

Проверка на электродинамическую стойкость. Ударные токи короткого замыкания могут вызвать поломки электрических аппаратов и шинных конструкций. Чтобы этого не произошло, каждый тип аппаратов испытывают на заводе, устанавливая для него наибольший допустимый ток короткого замыкания (амплитудное значение полного тока) $i_{дин}$. В литературе встречается и другое название этого тока – предельный сквозной ток короткого замыкания $i_{пр.скв}$.

Условие проверки на электродинамическую стойкость имеет вид

$$i_{уд} \leq i_{дин}, \quad (2.27)$$

где $i_{уд}$ – расчетный ударный ток в цепи.

Проверка электродинамической стойкости выключателей и трансформаторов тока имеет некоторые особенности, что будет рассмотрено при выборе этих аппаратов.

Шины и шинные конструкции проверяют на механическую прочность при действии электродинамических сил, возникающих при коротком замыкании.

Проверка на термическую стойкость. Проводники и аппараты при коротком замыкании не должны нагреваться выше допустимой температуры, установленной нормами для кратковременного нагрева [1].

Для термической стойкости аппаратов должно быть выполнено условие

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \quad (2.28)$$

где B_k – импульс квадратичного тока короткого замыкания, пропорциональный количеству тепловой энергии, выделенной за время короткого замыкания; $I_{тер}$ – номинальный ток термической стойкости аппарата; $t_{тер}$ – номинальное время термической стойкости аппарата.

Аппарат может выдержать ток $I_{тер}$ в течение времени $t_{тер}$.

Импульс квадратичного тока короткого замыкания

$$B_k = \int_0^{t_{отк}} I_{к,t}^2 \cdot dt = B_{к.п} + B_{к.а}, \quad (2.29)$$

где $I_{к,t}$ – действующее значение полного тока короткого замыкания в момент t ; $t_{отк}$ – время от начала короткого замыкания до его отключения; $B_{к.п}$ – тепловой импульс периодической составляющей тока короткого замыкания; $B_{к.а}$ – тепловой импульс аperiodической составляющей тока короткого замыкания.

Тепловой импульс B_k определяется по-разному в зависимости от местонахождения точки короткого замыкания в электрической схеме. Можно выделить три основных случая:

– удалённое короткое замыкание;

– короткое замыкание вблизи генераторов или синхронных компенсаторов;

– короткое замыкание вблизи группы мощных электродвигателей.

В первом случае полный тепловой импульс короткого замыкания

$$B_k = I_{п.0}^2 \cdot (t_{отк} + T_a), \quad (2.30)$$

где $I_{п.0}$ – действующее значение периодической составляющей начальной тока короткого замыкания; T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания.

Для ориентировочных расчетов можно принять значение T_a по табл. 2.2.

Таблица 2.2

Значение постоянной времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания и ударного коэффициента

Элементы и части энергосистемы	T_a , с	k_y
Турбогенераторы мощностью:		
12...60 МВт	0,16...0,25	1,94...1,955
100...1000 МВт	0,4...0,54	1,975...1,98
Блоки, состоящие из турбогенератора мощностью 60 МВт и трансформатора (на стороне ВН), при номинальном напряжении генератора:		
6,3 кВ	0,2	1,95
10 кВ	0,15	1,935
Блоки, состоящие из турбогенератора и повышающего трансформатора, при мощности генераторов:		
100...200 МВт	0,26	1,965
300 МВт	0,32	1,977
500 МВт	0,35	1,983
800 МВт	0,3	1,967
Система, связанная с шинами, где рассматривается к.з., воздушными линиями напряжением:		
35 кВ	0,02	1,608
110...150 кВ	0,02...0,03	1,608...1,717
220...330 кВ	0,03...0,04	1,717...1,78
500...750 кВ	0,06...0,08	1,85...1,895
Система, связанная со сборными шинами 6...10 кВ, через трансформаторы мощностью:		
80 МВА в единице и выше	0,06...0,15	1,85...1,935
32...80 МВА в единице	0,05...0,1	1,82...1,904
5,6...32 МВА в единице	0,02...0,06	1,6...1,82
Ветви, защищенные реактором с номинальным током:		
1000 А и выше	0,23	1,956
630 А и ниже	0,1	1,904
Распределительные сети напряжением 6...10 кВ.	0,01	1,369

Данный способ определения B_k рекомендуется при вычислении теплового импульса в цепях понизительных подстанций (исключение составляют ко-

роткие замыкания на шинах 3...10 кВ подстанций, к которым подключены крупные электродвигатели или синхронные компенсаторы), в цепях высшего напряжения электростанций, в цепях генераторного напряжения электростанций, если место короткого замыкания находится за реактором.

Определение теплового импульса V_k для двух других случаев короткого замыкания довольно сложно. Подробно методы оценки V_k для этих случаев описаны в [2, 5].

Для ориентировочных расчетов можно воспользоваться приведенным выражением V_k . При этом вычисленное значение теплового импульса будет несколько завышено, так как в действительности ток затухает.

Согласно ПУЭ [1] время отключения $t_{отк}$ складывается из времени действия основной релейной защиты данной цепи $t_{р.з}$ и полного времени отключения выключателя $t_{о.в}$;

$$t_{отк} = t_{р.з} + t_{о.в}, \quad (2.31)$$

В цепях генераторов 60 МВт и выше термическую стойкость следует проверять по времени действия резервной защиты генератора и принять $t_{отк} = 4$ с.

Согласно ПУЭ допускается не проверять на электродинамическую стойкость аппараты и проводники, защищенные плавкими вставками на ток до 60 А включительно, а также аппараты и шины цепей трансформаторов напряжения при условии их расположения в отдельной камере.

На термическую стойкость допустимо не проверять провода воздушных линий 35 кВ и выше при отсутствии на них быстродействующих автоматов повторного включения (БАПВ), аппаратов и проводников цепей, защищёнными плавкими предохранителями, проводников цепей трансформаторов напряжения [1, 2].

3. ВЫБОР РАЗЛИЧНЫХ ВИДОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

3.1. Выбор выключателей

Выключатели в зависимости от применяемых в них дугогасительной и изолирующей сред подразделяются на масляные, воздушные, элегазовые, вакуумные и выключатели с магнитным гашением дуги.

В сетях 6...20 кВ применяются малообъемные масляные выключатели, выключатели с магнитным гашением дуги, вакуумные и элегазовые. В качестве генераторных выключателей мощных блоков и синхронных компенсаторов применяются так же воздушные выключатели.

На напряжении 35...220 кВ применяются малообъемные масляные выключатели при предельных токах отключения 25...40 кА, а так же элегазовые и вакуумные выключатели. В сетях 110 и 220 кВ находят применение также воздушные выключатели с током отключения от 50 до 63 кА. В сетях 330 кВ и выше применяются воздушные и элегазовые выключатели. Основные ха-

рактические характеристики выключателей, выпускаемых отечественной промышленностью приведены в [5, 6, 11, 12]. При выборе выключателей, как и прочего оборудования, следует стремиться к однотипности, что упрощает эксплуатацию.

Выключатели выбирают:
по номинальному напряжению

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (3.1)$$

по номинальному току

$$I_{ном} \leq I_{ном}; I_{мах} \leq I_{ном}, \quad (3.2)$$

по отключающей способности.

По ГОСТ 687-78Е отключающая способность выключателя характеризуется следующими параметрами:

- а) номинальным током отключения $I_{отк.ном}$ в виде действующего значения периодической составляющей отключаемого тока;
- б) допустимым относительным содержанием апериодической составляющей в токе отключения β_n , %;
- в) нормированными параметрами переходного восстанавливающего напряжения (ПВН).

Номинальный ток отключения $I_{отк.ном}$ и β_n отнесены к моменту прекращения соприкосновения дугогасительных контактов выключателя τ . Время τ от начала короткого замыкания до прекращения соприкосновения дугогасительных контактов определяют по выражению

$$\tau = t_{3.min} + t_{с.в}, \quad (3.3)$$

где $t_{3.min} = 0,01$ с – минимальное время действия релейной защиты; $t_{с.в}$ – собственное время отключения выключателя (по каталогу) [5, 6, 11, 12].

Номинальный ток отключения $I_{отк.ном}$ задан в каталоге на выключатели [5, 6, 11, 12].

Допустимое относительное содержание апериодической составляющей (нормированная асимметрия номинального тока отключения) в отключаемом токе

$$\beta_n = \frac{i_{a.ном}}{\sqrt{2} \cdot I_{отк.ном}} \cdot 100, \quad (3.4)$$

где $i_{a.ном}$ – номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе в момент размыкания дугогасительных контактов, для времени τ .

β_n задано ГОСТом в виде кривой $\beta_n = f(\tau)$, приведенной на рис. 3.1, или определяется по каталогам.

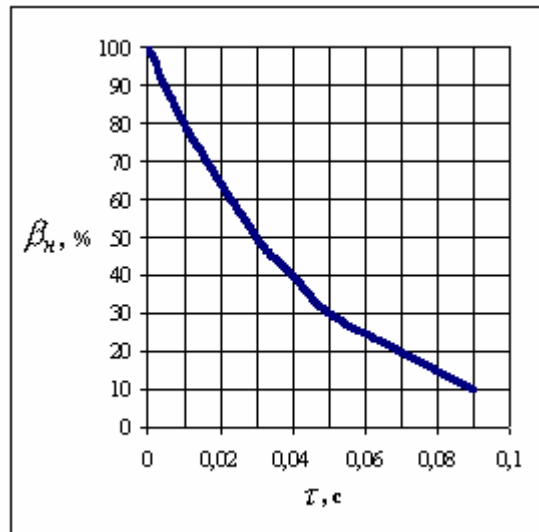


Рис.3.1. Нормированное содержание аperiodической составляющей.

Если $\tau > 0,09\text{с}$, то принимают $\beta_n = 0$.

В первую очередь производится проверка на симметричный ток отключения по условию

$$I_{п.\tau} \leq I_{отк.ном}, \quad (3.5)$$

где $I_{п.\tau}$ – действующее значение периодической составляющей тока короткого замыкания для времени τ , определяется расчетом.

Затем проверяется возможность отключения аperiodической составляющей тока короткого замыкания $i_{a.\tau}$ в момент расхождения контактов τ по условию

$$i_{a.\tau} \leq i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot I_{отк.ном} \cdot \frac{\beta_n}{100}, \quad (3.6)$$

Если условие $I_{п.\tau} \leq I_{отк.ном}$ – соблюдается, а $i_{a.\tau} > i_{a.ном}$, то допускается проверку по отключающей способности производить по полному току короткого замыкания:

$$\sqrt{2} \cdot I_{п.\tau} + i_{a.\tau} \leq \sqrt{2} \cdot I_{отк.ном} \cdot \left(1 + \frac{\beta_n}{100}\right). \quad (3.7)$$

Отключающая способность выключателя определяется током отключения $I_{отк.ном}$, который записывается в число его паспортных показателей. В качестве $I_{отк.ном}$ указывается наибольшая величина действующего значения периодической составляющей тока, которую успешно отключает дугогасительное устройство первогающейся фазы трехфазного выключателя при условии, что восстанавливающееся на межконтактном промежутке напряжение соответствует нормированному его значению. Нормированные значения переходного восстанавливавшегося напряжения (НПВН) в настоящее время определены ГОСТ 657-78 и приводятся, например, в [3, 5, 9, 11] в виде координат

нат точек, огибающих НПВН и допустимых значений скоростей восстановления напряжения в зависимости от номинальных напряжений выключателей и соотношения между фактическим и номинальным токами отключения. Для правильного выбора выключателя, следовательно, нужно знать и сопоставлять с паспортным значением не только расчетный ток короткого замыкания в месте его установки, но и соответствующее этому току восстанавливающееся напряжение.

Процесс восстановления напряжения в сетях в случае отсутствия шунтирующих дугогасительные промежутки выключателя сопротивлений обычно имеет колебательный характер, при их наличии, как правило, экспоненциальный.

Для определения параметров восстанавливающегося напряжения необходимо построить схему замещения электроэнергетической системы, в которой выбираемый выключатель должен быть поставлен в наиболее тяжелые расчетные условия. Теория и методические подходы к определению параметров схемы замещения приведены, например в [3, 5 и 9]. Пример проверки выключателей по отключающей способности представлен в главе 6.

Проверка включающей способности производится по условию

$$i_y \leq i_{\text{вкл}}; \quad I_{\text{п.о}} \leq I_{\text{вкл}}, \quad (3.8)$$

где i_y – ударный ток короткого замыкания в цепи выключателя; $I_{\text{п.о}}$ – начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания в цепи выключателя; $I_{\text{вкл}}$ – номинальный ток включения (действующее значение периодической составляющей); $i_{\text{вкл}}$ – наибольший пик тока включения (по каталогу). Заводами изготовителями соблюдается условие

$$i_{\text{вкл}} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{\text{вкл}}, \quad (3.9)$$

где $k_y = 1,8$ – ударный коэффициент, нормированный для выключателей. Проверка по двум условиям необходима потому, что для конкретной системы k_y может быть более 1,8.

Электродинамическая стойкость выключателя задана номинальным током электродинамической стойкости в виде двух значений: действующего значения предельного сквозного тока короткого замыкания $I_{\text{пр.скв}}$ и амплитудного значения предельного сквозного тока короткого замыкания $i_{\text{пр.скв}}$, определяемых по каталогам или справочникам.

Указанные токи связаны между собой соотношением

$$i_{\text{пр.скв}} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{\text{пр.скв}} = 2,55 \cdot I_{\text{пр.скв}}, \quad (3.10)$$

где $k_y = 1,8$ – ударный коэффициент, нормированный для выключателей.

Проверка на электродинамическую стойкость выполняется по условиям

$$I_{\text{п.о}} \leq I_{\text{пр.скв}} = I_{\text{дин}}, \quad (3.11)$$

$$i_y \leq i_{\text{пр.скв}} = i_{\text{дин}}, \quad (3.12)$$

где $I_{п.0}$ – начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания в цепи выключателя; i_y – ударный ток короткого замыкания в той же цепи; $I_{дин}$, $i_{дин}$ – нормативные токи, электродинамическая составляющая.

Необходимость проверки по двум условиям объясняется тем, что для конкретной системы расчетное значение k_y может быть более 1,8, указанного ГОСТом для выключателей.

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока короткого замыкания:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \quad (3.13)$$

где B_k – тепловой импульс по расчету; $I_{тер}$ – предельный ток термической стойкости по каталогу; $t_{тер}$ – длительность протекания тока термической стойкости по каталогу.

Приводы к высоковольтным выключателям выбирают по каталогу в соответствии с типом выключателя. При этом необходимо учитывать, что приводы на оперативном постоянном токе требуют установки аккумуляторной батареи или устройств, заменяющих ее. Номинальные данные выключателей приведены в [5, 6, 11, 12].

3.2. Выбор разъединителей, отделителей, выключателей нагрузки и короткозамыкателей

Разъединители, отделители, выключатели нагрузки выбираются по номинальному напряжению

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (3.14)$$

по номинальному длительному току

$$I_{раб.мах} \leq I_{ном}, \quad (3.15)$$

по конструкции, роду установки;
по электродинамической стойкости

$$i_y \leq i_{пр.скв}, \quad (3.16)$$

$$I_{п.0} \leq I_{пр.скв}, \quad (3.17)$$

где $i_{пр.скв}$, $I_{пр.скв}$ – предельный сквозной ток короткого замыкания (амплитуда и действующее значение), определяемые по каталогу;
по термической стойкости

$$B_k \leq I_{тер} \cdot t_{тер}, \quad (3.18)$$

где B_k – тепловой импульс по расчету; $I_{тер}$ – предельный ток термической стойкости; $t_{тер}$ – длительность протекания предельного тока термической стойкости, определяются по каталогу.

Короткозамыкатель выбирается по тем же условиям, но выбор по номинальному току не требуется.

При выборе выключателей нагрузки следует добавить условие выбора по току отключения:

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{отк}}, \quad (3.19)$$

где $I_{\text{отк}}$ – номинальный ток отключения выключателя нагрузки.

Отключающая способность выключателя нагрузки рассчитана на отключение токов рабочего режима.

Номинальные данные рассмотренных аппаратов приведены в [5, 6, 13, 14].

3.3. Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока, предназначенные для питания измерительных приборов, выбираются:

по номинальному напряжению

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}, \quad (3.20)$$

по номинальному току

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{Iном}}, \quad (3.21)$$

причем, номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей;

по конструкции и классу точности;

по электродинамической стойкости

Электродинамическая стойкость в каталоге задана в одной из двух форм:

а) задан номинальный ток электродинамической стойкости $i_{\text{дин}}$ (максимальное значение полного тока);

б) задана кратность номинального тока электродинамической стойкости в виде

$$K_{\text{дин}} = \frac{i_{\text{дин}}}{\sqrt{2} \cdot I_{\text{Iном}}}. \quad (3.22)$$

Условие проверки по электродинамической стойкости

$$i_y \leq i_{\text{дин}}, \quad (3.23)$$

или

$$i_y \leq K_{\text{дин}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{Iном}}, \quad (3.24)$$

по термической стойкости;

Термическая стойкость в каталоге задана также в одной из двух форм:

а) задана кратность номинального тока термической стойкости в виде

$$K_{\text{тер}} = \frac{I_{\text{тер}}}{I_{\text{Iном}}}, \quad (3.25)$$

и допустимое время $t_{\text{тер}}$ протекания тока $I_{\text{тер}}$

б) заданы номинальный ток термической стойкости $I_{\text{тер}}$ и допустимое время его протекания $t_{\text{тер}}$.

Условие проверки по термической стойкости:

$$B_k \leq (K_{\text{тер}} \cdot I_{\text{ном}})^2 \cdot t_{\text{тер}}, \quad (3.26)$$

или

$$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}. \quad (3.27)$$

Номинальные данные трансформаторов тока приведены в [5, 6, 15, 16].

Выбор класса точности определяет назначение трансформатора тока. В соответствие с ПУЭ:

а) трансформаторы тока для включения электроизмерительных приборов должны иметь класс точности не ниже 3;

б) обмотки трансформаторов тока для присоединения счётчиков, по которым ведутся денежные расчеты, должны иметь класс точности 0,5;

в) для технического учёта допускается применение трансформаторов тока класса точности 1.

Для обеспечения выбранного класса точности необходимо, чтобы действительная нагрузка вторичной цепи Z_2 не превосходила нормированной для данного класса точности нагрузки $Z_{2\text{ном}}$, Ом, т.е.

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}. \quad (3.28)$$

Рассмотрим подробнее выбор трансформаторов тока по вторичной нагрузке. Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому

$$Z_2 \approx r_2. \quad (3.29)$$

Вторичная нагрузка r_2 состоит из сопротивления приборов $r_{\text{приб}}$, соединительных проводов $r_{\text{пр}}$ и переходного сопротивления контактов $r_{\text{к}}$:

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}}. \quad (3.30)$$

Сопротивление приборов определяется по выражению

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{ном}}^2}, \quad (3.31)$$

где $S_{\text{приб}}$ – мощность, потребляемая приборами; $I_{2\text{ном}}$ – вторичный номинальный ток прибора.

Сопротивление контактов принимается 0,05 Ом при двух - трех приборах и 0,1 Ом при большем числе приборов. Сопротивление соединительных проводов зависит от их длины и сечения. Чтобы трансформатор тока работал в заданном классе точности, необходимо выдержать условие:

$$r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} \leq Z_{2\text{ном}}. \quad (3.32)$$

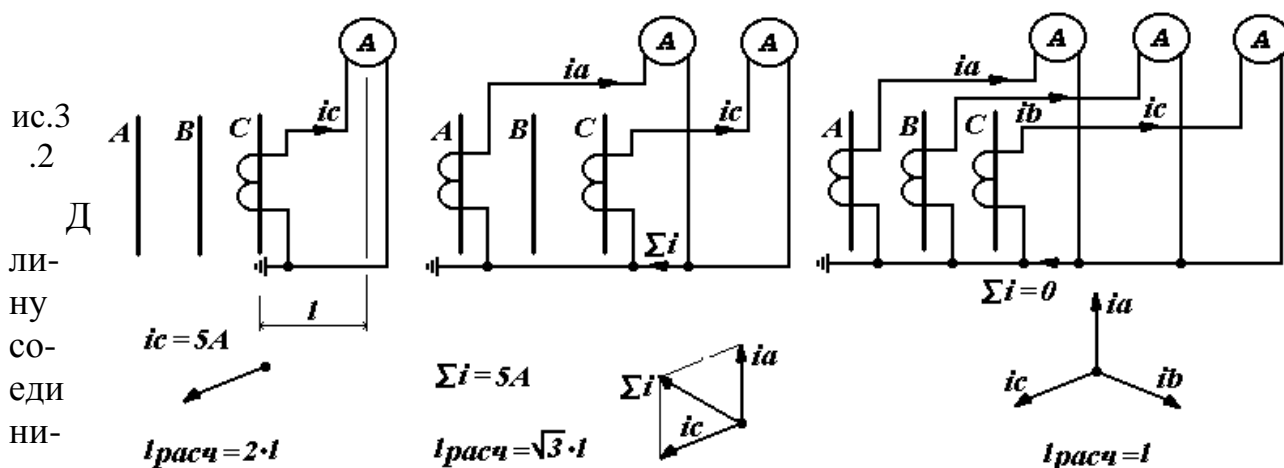
Приняв $r_2 = Z_{2\text{ном}}$, определяют $r_{\text{пр}}$:

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}}. \quad (3.33)$$

Зная $r_{\text{пр}}$, можно определить сечение соединительных проводов

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}}, \quad (3.34)$$

где ρ – удельное сопротивление материала провода. Провода с медными жилами ($\rho = 0,0175$) применяются во вторичных цепях основного и вспомогательного оборудования мощных электростанций с агрегатами 100 МВт и более, а также на подстанциях с высшим напряжением 220 кВ и выше. В остальных случаях – во вторичных цепях применяются провода с алюминиевыми жилами ($\rho = 0,0283$); $l_{\text{расч}}$ – расчётная длина соединительных проводов, учитывающая схемы включения приборов и трансформаторов тока (рис.3.2)



ных проводов (в м) от трансформаторов тока до приборов (в один конец) для разных присоединений приблизительно можно определить по табл. 3.1.

Таблица 3.1

Все цепи ГРУ 6...10 кВ, кроме линий к потребителям	40...60
Цепи генераторного напряжения блочных электростанций	20...40
Линии 6...10 кВ к потребителям	4...6
Все цепи РУ:	
35 кВ	60...76
110 кВ	75...100
220 кВ	100...150
330...500 кВ	150...175
Синхронные компенсаторы	25...40

Для подстанций указанные длины снижают на 15...20 %.

В качестве соединительных проводов применяют многожильные контрольные кабели с бумажной, резиновой, полихлорвиниловой или полиэтиленовой изоляцией в свинцовой, резиновой, полихлорвиниловой или специальной теплостойкой оболочке.

По условию прочности сечения соединительных проводов не должно быть меньше 4 мм^2 для алюминиевых жил и $2,5 \text{ мм}^2$ для медных жил. Сечение больше 6 мм^2 обычно не применяется.

3.4. Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения для питания электроизмерительных приборов выбираются:

по напряжению установки

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}, \quad (3.35)$$

по конструкции и схеме соединения обмоток;

по классу точности;

по вторичной нагрузке

$$S_{2\Sigma} \leq S_{2\text{ном}}, \quad (3.36)$$

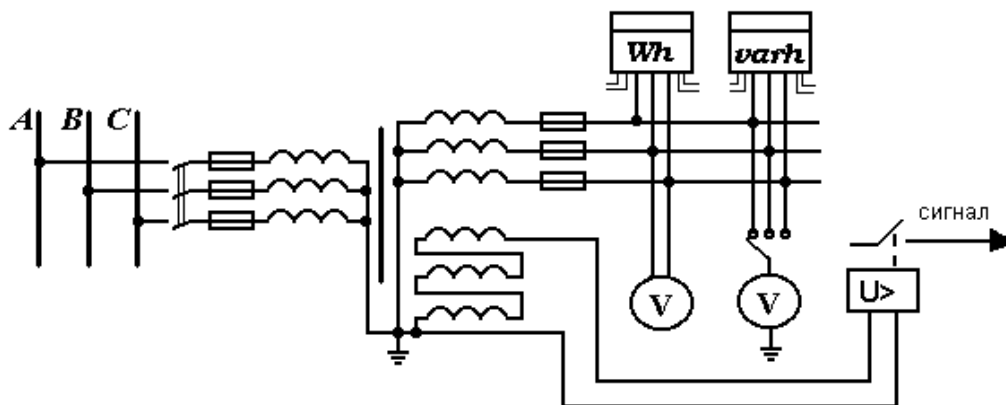
где $S_{2\text{ном}}$ – номинальная мощность вторичной обмотки в выбранном классе точности. При этом надо иметь в виду, что для однофазных трансформаторов, соединенных в звезду, следует взять суммарную мощность всех трех фаз, а для соединенных по схеме открытого треугольника – удвоенную мощность одного трансформатора; $S_{2\Sigma}$ – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединённых к трансформатору напряжения, В·А.

Для питания приборов, имеющих две обмотки напряжения (ваттметры, счётчики) целесообразно применить два однофазных трансформатора напряжения, типа НОЛ или НОМ соединенных по схеме открытого треугольника. При использовании трансформатора напряжения для контроля изоляции в сетях с изолированной или резонансно-заземленной нейтралью (сети 6...35 кВ) следует применить трансформатор напряжения НТМИ, НАМИ или группу из трёх однофазных трансформаторов напряжения типа ЗНОМ, ЗНОЛ, имеющих две вторичные обмотки.

Для определения $S_{2\Sigma}$ и желаемого класса точности составляют трёхфазную схему включения приборов и реле (рис.3.3), по каталогу [6] находят активные и реактивные мощности, потребляемые приборами.

Рис.3.3

Для упрощения расчетов нагрузку приборов можно не разделять по фазам,



тогда

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\Sigma S_{\text{приб}} \cdot \cos \varphi_{\text{приб}})^2 + (\Sigma S_{\text{приб}} \cdot \sin \varphi_{\text{приб}})^2}. \quad (3.37)$$

Если $S_{2\Sigma} > S_{2\text{ном}}$ в выбранном классе точности, то устанавливают второй трансформатор напряжения и часть приборов присоединяют к нему.

Сечение проводов в цепях трансформаторов напряжения определяется по допустимой потере напряжения. Согласно ПУЭ потеря напряжения от трансформаторов напряжения до расчётных счётчиков должна быть не более 0,5%, а до щитовых измерительных приборов – не более 1,5%, при нормальной нагрузке.

Для упрощения расчётов при учебном проектировании можно принимать сечение проводов по условию механической прочности 2,5 мм² для медных жил и 4 мм² для алюминиевых жил.

3.5. Выбор реакторов

Реактор следует выбирать:
по номинальному напряжению

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}, \quad (3.38)$$

по номинальному току

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ном}}, \quad (3.39)$$

по индуктивному сопротивлению.

По месту включения в схеме различают линейные и секционные реакторы.

В качестве линейного реактора можно использовать простой (одинарный или групповой) или сдвоенный реактор. Номинальный ток реактора должен быть меньше максимального длительного тока нагрузки цепи, в которой он включен. Для простого одинарного реактора при резервированной схеме питания потребителей утяжеленный режим возникает при отключении резервной цепи. Номинальный ток плеча сдвоенного реактора определяется из условия, что часть присоединенных к плечу реактора линий работают в максимальном режиме.

Для секционного реактора номинальный ток подбирается по режиму наибольшего перетока мощности между секциями (например, отключение генератора или трансформатора связи). Индуктивное сопротивление секционного реактора принимают $x_p = 8...12\%$.

Индуктивное сопротивление линейного реактора определяют, исходя из условий ограничения тока короткого замыкания до заданного уровня. В большинстве случаев допустимое значение тока короткого замыкания при повреждении за реактором определяется по коммутационной способности

отключающих аппаратов (выключателей, предохранителей), намечаемых к установке или установленных в данной точке сети.

Порядок определения сопротивления линейного реактора следующий. Известно начальное значение периодического тока короткого замыкания $I_{п.0}$. Требуется ограничить $I_{п.0}$ до значения $I_{п.0}^{тр\epsilon б}$, чтобы можно было в данной цепи установить выключатель с номинальным током отключения $I_{отк.ном}$ (действующее значение периодической составляющей тока отключения). Принимают $I_{п.0}^{тр\epsilon б} = I_{отк.ном}$. Результирующее сопротивление, Ом, цепи короткого замыкания до установки реактора определяем по выражению

$$X_{рез} = \frac{U_{ср}}{\sqrt{3} \cdot I_{п.0}}, \quad (3.40)$$

Требуемое сопротивление цепи короткого замыкания для обеспечения $I_{п.0}^{тр\epsilon б}$

$$X_{рез}^{тр\epsilon б} = \frac{U_{ср}}{\sqrt{3} \cdot I_{п.0}^{тр\epsilon б}}, \quad (3.41)$$

Требуемое сопротивление реактора

$$X_p^{тр\epsilon б} = X_{рез}^{тр\epsilon б} - X_{рез}. \quad (3.42)$$

По каталожным и справочным материалам [5, 6, 17] выбираем тип реактора с ближайшим большим индуктивным сопротивлением. Вычисляем значение результирующего сопротивления цепи короткого замыкания с учетом реактора:

$$X'_{рез} = X_{рез} + X_p, \quad (3.43)$$

а затем определяем начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания:

$$I_{п.0} = \frac{U_{ср}}{\sqrt{3} \cdot X'_{рез}}. \quad (3.44)$$

Аналогично выбирается сопротивление групповых и сдвоенных реакторов. В этом случае определяют сопротивление ветви сдвоенного реактора:

$$X_p = X_v. \quad (3.45)$$

Выбранный реактор проверяется на электродинамическую стойкость по условию

$$i_{дин} \geq i_y^{(3)}, \quad (3.46)$$

где $i_y^{(3)}$ – ударный ток при трехфазном коротком замыкании за реактором; $i_{дин}$ – ток электродинамической стойкости реактора (по каталогу).

Термическая стойкости реактора характеризуется током термической стойкости $I_{тер}$ и временем термической стойкости $t_{тер}$ (по каталогу).

Условие проверки по термической устойчивости:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \quad (3.47)$$

где B_k – расчетный тепловой импульс при коротком замыкании за реактором.

В ряде случаев нужно определить уровень остаточного напряжения на шинах при коротком замыкании за реактором:

$$U_{ост} \% = x_p \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot I_{п.0}}{U_{ном}} \cdot 100. \quad (3.48)$$

По условиям работы потребителей $U_{ост}$ должно быть не менее 65...70%.

Выбранный реактор проверяют по потере напряжения в рабочем режиме:

$$\Delta U_p \% = x_p \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot I_{max}}{U_{ном}} \cdot \sin \varphi \cdot 100 \text{ (для одиночного реактора),} \quad (3.49)$$

$$\Delta U_p \% = x_p \cdot (1 - K_{св}) \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot I_{max}}{U_{ном}} \cdot \sin \varphi \cdot 100 \text{ (для сдвоенного реактора),} \quad (3.50)$$

где $K_{св}$ – коэффициент связи, определяется по каталогу на реактор.

Допустимая потеря напряжения в реакторе не превышает 1,5...2%.

3.6. Выбор низковольтных аппаратов

Рубильники выбирают:

по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (3.51)$$

по току нагрузки

$$I_{раб.мах} \leq I_{ном}, \quad (3.52)$$

по конструктивному выполнению;

по электродинамической стойкости

$$i_y \leq i_{пр.скв}, \quad (3.53)$$

по термической стойкости

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}. \quad (3.54)$$

Номинальный ток $I_{ном}$, ток предельный сквозной $i_{пр.скв}$, ток и время термической стойкости $I_{тер}$, $t_{тер}$ приводятся в каталогах и справочниках.

Автоматические воздушные выключатели (автоматы) выбирают:

по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (3.55)$$

по роду тока и его значению

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ном}}, \quad (3.56)$$

по конструктивному выполнению;

по предельно отключаемому току.

Селективные автоматы, действующие с выдержкой времени при коротком замыкании, проверяются:

по условию

$$I_{\text{п.0}} \leq I_{\text{отк}}, \quad (3.57)$$

где $I_{\text{п.0}}$ – действующее значение периодической составляющей тока трехфазного короткого замыкания в начальный момент; $I_{\text{отк}}$ – действующее значение предельного тока отключения автоматического выключателя;

по электродинамической стойкости

$$i_y \leq i_{\text{пр.скв}}. \quad (3.58)$$

Токоограничивающие (быстродействующие) автоматы проверяются по условию

$$I_y^{(3)} \leq I_{\text{отк}}. \quad (3.59)$$

Быстродействующие автоматы благодаря токоограничивающему эффекту на электродинамическую стойкость не проверяются.

По термической стойкости проверяются только селективные автоматы

$$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}. \quad (3.60)$$

где $i_{\text{пр.с}}$ – амплитудное значение предельного тока короткого замыкания, $I_{\text{тер}}$ – предельный ток термической стойкости, $t_{\text{тер}}$ – время протекания тока термической стойкости. Эти параметры определяются по каталогам и справочникам.

Контакторы и магнитные пускатели выбираются:

по напряжению установки

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}, \quad (3.61)$$

по роду и значению тока

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ном}}, \quad (3.62)$$

по мощности подключаемых электродвигателей

$$P_{\text{подк}} \leq P_{\text{доп}}. \quad (3.63)$$

Предохранители выбираются:

по напряжению установки

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}, \quad (3.64)$$

по току

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ном}}, \quad (3.65)$$

по конструкции и роду установки;
по току отключения

$$I_{\text{п.0}} \leq I_{\text{отк.п}}, \quad (3.66)$$

где $I_{\text{отк.п}}$ – предельный отключаемый ток (симметричная составляющая).

В установках до 1000 В номинальный ток плавкой вставки предохранителя выбирается по условиям защиты сети, а также по условиям селективности (подробно этот вопрос рассматривается в курсе "Электрические сети").

4. ВЫБОР ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЕЙ И ИЗОЛЯТОРОВ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ

4.1. Выбор токоведущих частей

Токосоведущие части в распределительных устройствах 35 кВ и выше электростанций и подстанций обычно выполняются гибкими сталеалюминевыми проводами АС или АСО. Гибкие провода применяются также для соединения блочных трансформаторов с ОРУ. При напряжении 500 кВ могут быть применены полые алюминиевые провода марки ПА. При номинальных напряжениях 750 и 1150 кВ следует применять только провода марки ПА. При этом число проводов в фазе получается минимальным, уменьшается расход алюминия и число гирлянд изоляторов, упрощается монтаж. В некоторых конструкциях открытых распределительных устройств часть или вся ошиновка и сборные шины могут выполняться жесткими из алюминиевых труб.

Соединение генераторов и трансформаторов с закрытым или комплектным распреустройством 6...10 кВ осуществляется гибким подвесным токопроводом, шинным мостом или закрытым комплектным токопроводом. Гибкие токопроводы для соединения генераторов и трансформаторов с РУ 6...10 кВ выполняются пучком проводов, закрепленных по окружности в кольцах-обоймах. Два провода из пучка – сталеалюминевые. Они несут в основном механическую нагрузку от собственного веса, гололеда и ветра. Остальные провода – алюминиевые. Они являются только токоведущими. Сечения отдельных проводов в пучке рекомендуется выбирать возможно большими (500, 600 мм²), так как это уменьшает их число и стоимость токопровода.

Все соединения внутри закрытого распреустройства 6...10 кВ, включая сборные шины, выполняются жесткими голыми алюминиевыми шинами прямоугольного или коробчатого сечения. При токах до 3000 А в закрытых распреустройствах 6...10 кВ применяются однополосные и двухполосные алюминиевые шины. При больших токах рекомендуются шины коробчатого сечения, так как они обеспечивают лучшие условия охлаждения и меньшие потери от эффекта близости и поверхностного эффекта.

Проводники линий электропередач, длинных связей блочных трансформаторов с ОРУ, токопроводы генераторного напряжения выбираются по экономической плотности тока

$$S_3 = \frac{I_{\text{ном}}}{j_3}, \quad (4.1)$$

где $I_{\text{ном}}$ – ток нормального режима (без перегрузок); j_3 – нормированная плотность тока, А/мм².

Сечение, выбранное по экономической плотности тока, проверяется на нагрев (по допустимому току) в послеаварийном и ремонтном режимах работы электроустановки.

Условие выбора

$$I_{\text{раб.мах}} < I_{\text{доп}}, \quad (4.2)$$

где $I_{\text{доп}}$ – допустимый по нагреву ток шины выбранного сечения при температуре охлаждающей среды, отличной от нормируемой

$$I_{\text{доп}} = I_{\text{доп.ном}} \cdot \sqrt{\frac{\theta_{\text{дл.доп}} - \theta_o}{\theta_{\text{дл.доп}} - \theta_{o.\text{ном}}}}, \quad (4.3)$$

где $\theta_{o.\text{ном}} = 25^\circ\text{C}$ – нормируемая температура охлаждающей среды, при которой определяется номинальный допустимый ток проводника; $I_{\text{доп.ном}}$ – номинальный допустимый ток проводника; $\theta_{\text{дл.доп}}$ – длительно допустимая температура проводника (для неизолированных проводов и окрашенных шин $\theta_{\text{дл.доп}} = 70^\circ\text{C}$); θ_o – действительная температура охлаждающей среды.

При горизонтальной прокладке жёстких шин прямоугольного сечения и расположении их плашмя допустимый ток следует уменьшить на 5% для полос шириной до 60 мм включительно и на 8% для полос большей ширины.

Выбору по экономической плотности тока не подлежат [1]:

- сети промышленных предприятий и сооружений напряжением до 1 кВ и при $T_{\text{мах}}$ до 5000 ч;
- ответвления к отдельным электроприёмникам $U < 1$ кВ, а также осветительные сети;
- сборные шины электроустановок и ошиновка в пределах открытых и закрытых РУ всех напряжений;
- сети временных сооружений, а также устройства со сроком службы 3–5 лет.

Сечение этих проводов выбирается по допустимому току. При этом учитываются не только нормальные, но и послеаварийные режимы, а также режимы в период ремонтов и возможность неравномерного распределения токов между секциями шин.

Проверка шин на термическую стойкость.

Проверка производится по условию

$$S \geq S_{\min}. \quad (4.4)$$

где S – выбранное сечение; S_{\min} – минимальное сечение проводника, отвечающее требованию термической стойкости при коротком замыкании.

В приближенных расчетах можно воспользоваться упрощенной формулой определения S_{\min} :

$$S_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \quad (4.5)$$

где B_k – тепловой импульс, выделяемый током короткого замыкания; значение функции C для алюминиевых шин и проводов равно $91 \left[\frac{A \cdot c^{1/2}}{\text{мм}^2} \right]$, для медных – $167 \left[\frac{A \cdot c^{1/2}}{\text{мм}^2} \right]$.

Шины, выполненные голыми проводами на открытом воздухе, провода воздушных линий, не оборудованных устройствами АПВ, на термическое действие тока короткого замыкания не проверяются [1].

Проверка шин на электродинамическую стойкость.

Жесткие шины, укрепленные на изоляторах, представляют собой динамическую колебательную систему, на которую воздействуют электродинамические силы. Если собственные f_0 частоты колебательной системы шины-изоляторы совпадут с частотой изменения электродинамических сил, то механические нагрузки на шины и изоляторы возрастут. Если собственная частота колебаний f_0 меньше 30 и больше 200 Гц, то механического резонанса не возникает. В большинстве практически применяемых конструкций шин эти условия соблюдаются, поэтому ПУЭ [1] не требуют проверки на электродинамическую стойкость с учетом механических колебаний шинной конструкции. В отдельных случаях, например при проектировании новых конструкций, производится определение частоты собственных колебаний [8]:

$$f_0 = \frac{K}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{S}}, \quad (4.6)$$

где l – длина пролета между изоляторами, м; J – момент инерции поперечного сечения шины относительно оси, перпендикулярной направлению изгибающей силы, см^4 , берётся из табл. 4.1; S – поперечное сечение шины, см^2 ; K – коэффициент, зависящий от материала шин (для алюминия $K=173,2$; для меди $K=125,2$).

Изменяя l и S , добиваются того, чтобы механический резонанс был исключен, т.е. $f_0 > 200$ Гц.

Механический расчет однополосных жёстких шин прямоугольного, круглого, трубчатого или иного профиля, расположенных в одной плоскости.

Определяется наибольшее усилие, возникающее при трехфазном коротком замыкании, Н:

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot i_y^2 \cdot \frac{1}{a}, \quad (4.7)$$

где i_y – ударный ток, А; a – расстояние между соседними фазами, м; l – пролет шины (расстояние между соседними изоляторами одной фазы), м.

Максимальный изгибающий момент на шину при числе пролетов свыше двух (шина рассматривается как многопролетная балка, свободно лежащая на опорах), Н·м.

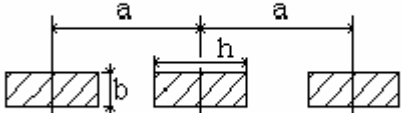
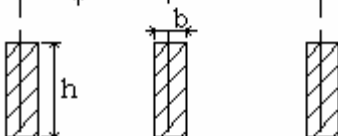
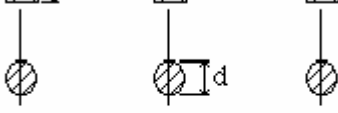
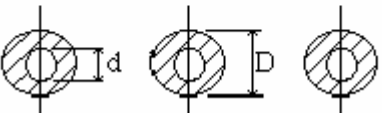
$$M = \frac{F_{\text{расч}} \cdot l}{10}, \quad (4.8)$$

Напряжение в материале шины, возникающее при воздействии изгибающего момента, МПа

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{M}{W} = \frac{F_{\text{расч}} \cdot l}{10 \cdot W} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_y^2 \cdot l^2}{W \cdot a}, \quad (4.9)$$

где W – момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия, см^3 (табл. 4.1).

Таблица 4.1

Расположение шин	Момент инерции	Момент сопротивления
	$\frac{bh^3}{12}$	$\frac{bh^2}{6}$
	$\frac{hb^3}{12}$	$\frac{hb^2}{6}$
	$\frac{\pi d^4}{64}$	$\frac{\pi d^3}{32}$
	$\frac{\pi(D^4 - d^4)}{64}$	$\frac{\pi(D^4 - d^4)}{D32}$

Шины динамически устойчивы, если

$$\sigma_{\text{расч}} \leq \sigma_{\text{доп}}, \quad (4.10)$$

где $\sigma_{\text{доп}}$ – допустимое механическое напряжение в материале шин.

В электроустановках широко применяют шины прессованные из алюминиевого сплава, закалённые и естественно состаренные (марка АД31Т) или закалённые и искусственно состаренные (марка АД31Т1). Допустимое меха-

ническое напряжение в материале шин марки АД31Т $\sigma_{\text{доп}} = 91$ МПа, марки АД31Т1 $\sigma_{\text{доп}} = 136$ МПа [4].

Если при расчете окажется, что напряжение в материале шин больше допустимого, то следует принять меры к изменению одной или нескольких величин, входящих в выражение для определения $\sigma_{\text{расч}}$.

Методика механического расчёта шин двухполосных, коробчатого сечения, шин, расположенных в вершинах треугольника даётся в [4, 5].

Гибкие шины крепятся на гирляндах подвесных изоляторов с достаточно большим расстоянием между фазами. Так, для сборных шин приняты расстояния: при 35 кВ – 1,5 м; 110 кВ – 3 м; 220 кВ – 4 м; 330 кВ – 4,5 м; 500 кВ – 6 м; 750 кВ – 10 м.

При таких расстояниях силы взаимодействия между фазами невелики, поэтому расчета на электродинамическое действие для гибких шин обычно не производят. Но при больших токах короткого замыкания провода в фазах могут схлестнуться. Согласно ПУЭ [1] на электродинамическое действие тока короткого замыкания проверяются гибкие шины распределительного устройства при $I_k^{(3)} \geq 20$ кА и провода ВЛ при $i_y \geq 50$ кА. Порядок проверки на схлестывание указан в [4].

Проверка по условиям коронирования делается для гибких проводников при напряжении 35 кВ и выше. Порядок расчета рассмотрен в [4]. Можно использовать также приведенные в ПУЭ [1] минимально допустимые по условиям короны сечения проводов воздушных линий электропередач: для напряжения 110 кВ – АС 70/11; 150 кВ – АС 120/9; 220 кВ – АС 240/39; 330 кВ – АС 600/72; 3 х АС 150/24; 2 х АС 240/39; 500 кВ – 3 х АС 300/66; 2 х АС 700/86.

На отдельных участках электрических схем применяются комплектные токопроводы. Такими участками являются: связь между генератором и блочным трансформатором, отпайка к трансформатору собственных нужд от связи генератор-трансформатор, связь между трансформаторами собственных нужд и распределительным устройством 6 кВ, соединение трансформатора на подстанции с распределительным устройством 6...10 кВ. В этом случае токопровод выбирается при условии, что

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}, \quad (4.11)$$

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}, \quad (4.12)$$

$$i_y \leq i_{\text{дин}}. \quad (4.13)$$

4.2. Выбор шинных изоляторов

Жесткие шины в распределительных устройствах крепятся на опорных изоляторах, которые выбираются:

по номинальному напряжению

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (4.14)$$

по допустимой нагрузке

$$F_{расч} \leq F_{доп}, \quad (4.15)$$

где $F_{расч}$ – сила, действующая на изолятор; $F_{доп}$ – допустимая нагрузка на головку изолятора:

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F_{разр}, \quad (4.16)$$

где $F_{разр}$ – разрушающая нагрузка на изгиб.

При горизонтальном или вертикальном расположении изоляторов всех фаз расчетная сила, Н

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_y^2}{a} \cdot 1 \cdot k_{п} \cdot 10^{-7}, \quad (4.17)$$

где $k_{п}$ – поправочный коэффициент на высоту шины, если она расположена «на ребро».

$$k_{п} = \frac{H}{H_{из}}, \quad (4.18)$$

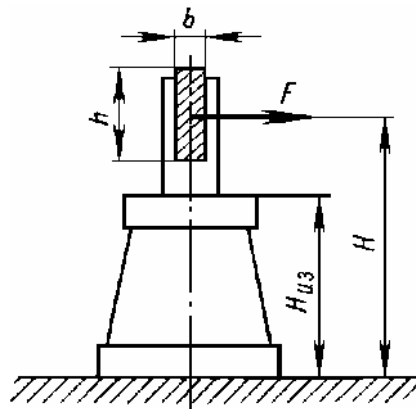
(4.19)

где

размеры

При

треугольника $F_{расч}$ смотри в [4].



$$H = H_{из} + b + \frac{h}{2},$$

$H_{из}$ – высота изолятора; b и h – шины. расположение шин в вершинах

Рис. 4.1.

Проходные изоляторы выбираются:
по напряжению

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (4.20)$$

по номинальному току

$$I_{max} \leq I_{ном}, \quad (4.21)$$

по допустимой механической нагрузке

$$F_{расч} \leq F_{доп}. \quad (4.22)$$

Для проходных изоляторов расчетная сила, Н

$$F_{\text{расч}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{i_y^2}{a} \cdot 1 \cdot 10^{-7}. \quad (4.23)$$

5. ПРИМЕР ВЫБОРА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ, ШИН И ИЗОЛЯТОРОВ

Для схемы (рис.5.1а) рассчитать токи трехфазного короткого замыкания на шинах высшего напряжения (точка К-1) и на шинах низшего напряжения (точка К-2) и выбрать:

выключатель Q1 и его разъединитель QS1;

выключатель Q2, и разъединитель QS2 в цепи отходящей линии

тип распределительного устройства на низшем напряжении;

трансформатор тока ТА;

трансформатор напряжения TV;

соединение силового трансформатора с распределительным устройством низшего напряжения.

Исходные данные: относительное сопротивление системы $X_{*c} = 0,04$ при $S_{\delta} = 100$ МВА; $U_1 = 110$ кВ; $U_2 = 10,5$ кВ; трансформаторы мощностью 10 МВА каждый, $U_K = 10,5\%$; ток отходящей линии $I_{\text{л}} = 200$ А; количество линий на одной секции низшего напряжения – 3. Остальные исходные данные указываются по мере надобности.

Расчёт токов короткого замыкания. Секционный выключатель на шинах 6...10 кВ понизительных подстанций принят нормально отключенным для ограничения токов короткого замыкания и включается автоматически при отключении одного из трансформаторов. Трансформаторы работают раздельно. Составляется схема замещения (рис. 5.1б). Все индуктивные сопротивления приводятся к произвольно выбранной базисной мощности $S_{\delta} = 100$ МВА; $X_1 = X_{*c} = 0,04$.

Расчетное сопротивление трансформаторов

$$X_2 = X_3 = \frac{U_K}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{\text{н.т}}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{10} = 1,05,$$

$$X_4 = X_1 + X_3 = 0,04 + 1,05 = 1,09$$

Трехфазное короткое замыкание на шинах 110 кВ (точка К-1)

Базисный ток

$$I_{\delta,110} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.1}}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,5 \text{ кА}.$$

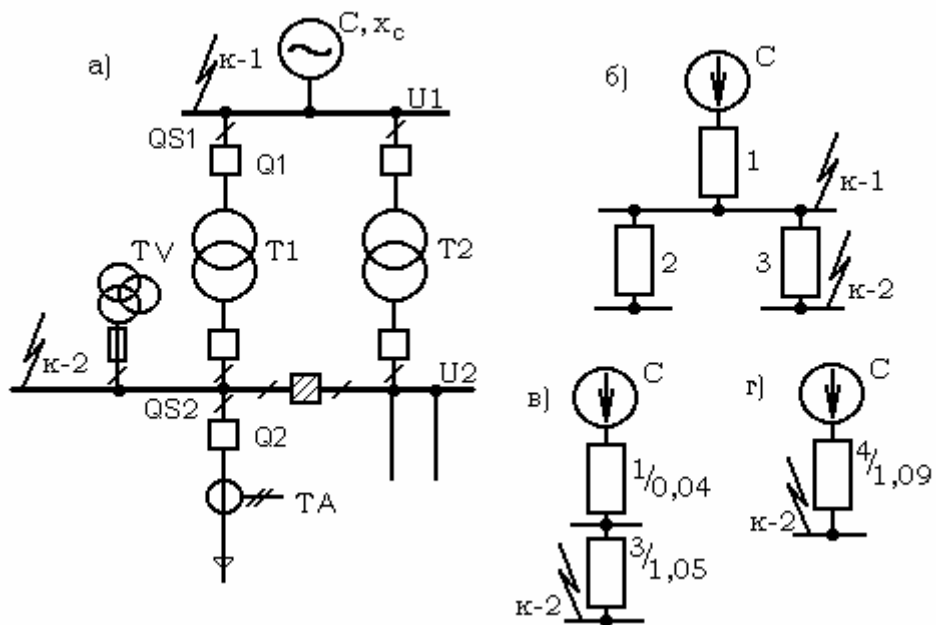


Рис.5.1

Ток короткого замыкания в начальный момент времени определяется как

$$I_{п.о} = \frac{I_{6.110}}{X_1} = \frac{0,5}{0,04} = 12,5 \text{ кА},$$

так как источником тока короткого замыкания является энергосистема.

Ударный ток (амплитудное значение) трехфазного короткого замыкания

$$i_y = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{п.о} = \sqrt{2} \cdot 1,608 \cdot 12,5 = 28,34 \text{ кА},$$

где $k_y = 1,608$ из табл.2.2.

Трехфазное короткое замыкание на шинах 10,5 кВ (точка К-2).

Базисный ток

$$I_{6.10,5} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{ср.2}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА}.$$

Ток короткого замыкания

$$I_{п.о} = \frac{I_{6.10,5}}{X_4} = \frac{5,5}{1,09} = 5,045 \text{ кА}.$$

Амплитудное значение ударного тока

$$i_y = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{п.о} = \sqrt{2} \cdot 1,82 \cdot 5,045 = 12,98 \text{ кА},$$

где $k_y = 1,82$ из табл.2.2.

К установке на отходящей линии намечается вакуумный выключатель ВВЭ-10-20/630УЗ с током отключения $I_{отк} = 20$ кА. Так как $I_{п.т} = I_{п.0} = 5,045$ кА (удалённое короткое замыкание) меньше тока отключения, то установка реактора на отходящей линии не требуется.

Выбор выключателя Q1 и разъединителя QS1 в цепи высшего напряжения силового трансформатора.

Расчетные рабочие токи продолжительного режима (предполагается установка перспективного трансформатора)

$$I_{норм} = 0,7 \cdot \frac{S'_{ном.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 0,7 \cdot \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 58,8 \text{ А},$$

$$I_{max} = \frac{1,4 \cdot S'_{ном.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1,4 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 117 \text{ А}.$$

Расчетным током короткого замыкания является ток на шинах высшего напряжения в точке К-1. Выключатели распределительных устройств напряжением 35 кВ и выше выбираются обычно однотипными для всех цепей данного распределительного устройства и проверяются по наиболее тяжелым условиям короткого замыкания. К установке принимаем выключатель элегазовый типа ВГУ-110-40/3150У1 с собственным временем отключения $t_{с.в} = 0,025$ с. Привод к выключателю пневматический. Расчетное значение периодической составляющей тока короткого замыкания $I_{п.т} = I_{п.0} = 12,5$ кА (удаленное короткое замыкание). Расчетное время $\tau = t_{з.мин} + t_{с.в} = 0,01 + 0,025 = 0,035$ с.

Апериодическая составляющая тока короткого замыкания для ветви энергосистемы

$$i_{а.т} = \sqrt{2} \cdot I_{п.0} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 12,5 \cdot e^{-\frac{0,035}{0,02}} = 3,07 \text{ кА}.$$

Постоянная времени T_a взята из табл. 2.2.

Завод-изготовитель гарантирует выключателю апериодическую составляющую в отключаемом токе для времени τ :

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{ном}}{100} \cdot I_{отк} = \sqrt{2} \cdot 0,45 \cdot 40 = 25,46 \text{ кА},$$

где $\beta_{ном}$ определяется по каталогу на выключатель или по кривой рис. 3.1 для $\tau = 0,035$ с.

Тепловой импульс, выделяемый током короткого замыкания,

$$B_k = I_{п.0}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) = 12,5^2 \cdot (0,155 + 0,02) = 27,34 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

здесь $t_{отк} = t_{р.з} + t_{о.в} = 0,1 + 0,055 = 0,155$ с; $t_{р.з}$ – время действия основной защиты трансформатора, равное 0,1 с; $t_{о.в}$ – полное время отключения выключателя ВГУ-110-40/3150, равное 0,055 с.

Все расчетные и каталожные данные сводим в табл. 5.1.

Выбираем по каталогу или справочнику [5, 6, 14] разъединитель типа РДЗ-1-110/630У1 с приводом ПДН-1.

Таблица 5.1.

Расчетные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВГУ-110-40/3150	Разъединитель РДЗ-1-110/630
$U_{уст} = 110$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ	$U_{ном} = 110$ кВ
$I_{max} = 117$ А	$I_{ном} = 3150$ А	$I_{ном} = 630$ А
$I_{п.т} = 12,5$ кА	$I_{отк} = 40$ кА	–
$i_{а.т} = 3,07$ кА	$I_{а.ном} = 25,5$ кА	–
$I_{п.о} = 12,5$ кА	$I_{пр.скв} = 40$ кА	–
$i_y = 28,3$ кА	$i_{пр.скв} = 102$ кА	$i_{пр.с} = 80$ кА
$B_k = 27,3$ кА ² с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800$ кА ² с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1450$ кА ² с

Выбор выключателя отходящей линии Q2. На отходящей линии с рабочим током $I_{л} = 200$ А принимаем к установке вакуумный выключатель ВВЭ-10-630-20 [5, 6, 12] с приводом типа ПЭ. Собственное время отключения выключателя $t_{с.в} = 0,050$ с; расчетное время $\tau = t_{з.мин} + t_{с.в} = 0,01 + 0,050 = 0,060$ с.

Расчетное значение периодической составляющей тока короткого замыкания

$$I_{п.т} = I_{п.о} = 5,045 \text{ кА.}$$

Апериодическая составляющая тока короткого замыкания

$$i_{а.т} = \sqrt{2} \cdot I_{п.о} \cdot e^{\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 5,045 \cdot e^{\frac{-0,060}{0,05}} = 2,14 \text{ кА.}$$

Постоянная времени T_a взята из табл. 2.2.

Завод-изготовитель гарантирует выключателю апериодическую составляющую в отключаемом токе для времени τ :

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{ном}}{100} \cdot I_{отк} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 20 = 11,3 \text{ кА,}$$

где $\beta_{ном}$ определяется по каталогу на выключатель или по кривой рис. 3.1 для $\tau = 0,06$ с.

Тепловой импульс, выделяемый током короткого замыкания,

$$B_k = I_{п.о}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) = 5,045^2 \cdot (0,56 + 0,05) = 15,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

здесь $t_{отк} = t_{п.з} + t_{о.в} = 0,5 + 0,055 = 0,56 \text{ с}$; $t_{п.з}$ – время действия максимальной токовой защиты линии, равное 0,5 с; $t_{о.в}$ – полное время отключения выключателя ВВЭ-10, равное 0,055 с [5, 6, 12].

Все расчетные и каталожные данные сводим в табл. 5.2.

Таблица 5.2.

Расчетные данные	Каталожные данные
	Выключатель ВВЭ-10-630-20
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 200 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$
$I_{п.т} = 5,04 \text{ кА}$	$I_{отк} = 20 \text{ кА}$
$i_{а.т} = 2,14 \text{ кА}$	$i_{а.ном} = 11,3 \text{ кА}$
$I_{п.о} = 5,04 \text{ кА}$	$I_{пр.скв} = 20 \text{ кА}$
$i_y = 13 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} = 52 \text{ кА}$
$B_k = 15,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Распределительное устройство на напряжении 10 кВ понижающей подстанции принимается комплектным из шкафов КРУ серии КМ-1. Разъединители в КРУ встроенные, втычного типа, завод-изготовитель гарантирует им необходимые параметры для работы совместно с выключателем ВВЭ-10. Проверка разъединителей КРУ не производится.

Выбор трансформатора тока в цепи отходящей линии 10 кВ. В шкафу КРУ КМ-1 устанавливается трансформатор тока типа ТЛК-10-200-0,5/Р [5, т.2]. Перечень необходимых измерительных приборов выбираем по [4, 5]. На линии 10 кВ устанавливаются: амперметр, счетчик активной и реактивной энергии. Схема включения приборов показана на рис. 5.2.

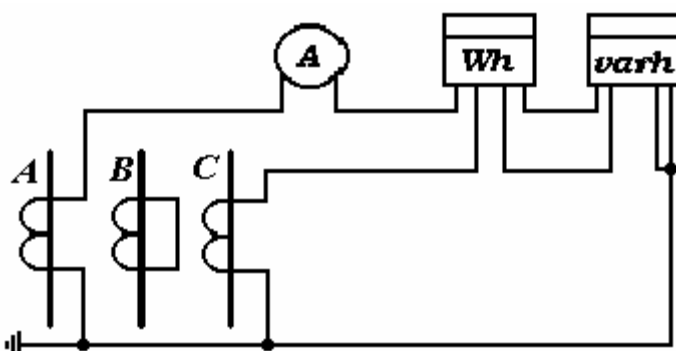


Рис. 5.2

Сравнение расчетных и каталожных данных приведено в табл. 5.3.

Таблица 5.3.

Расчетные данные	Каталожные данные
	ТЛК-10-200-0,5/Р
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 200 \text{ А}$	$I_{ном} = 200 \text{ А}$
$i_y = 12,9 \text{ кА}$	$i_{дин} = 52 \text{ кА}$
$B_k = 15,5 \text{ кА}^2\text{с}$	$(K_T \cdot I_{ном})^2 \cdot t_T = 10^2 \cdot 3 = 300 \text{ кА}^2\text{с}$

Для проверки трансформаторов тока по вторичной нагрузке, пользуясь схемой включения и каталожными данными приборов [4, 6], определяем нагрузку по фазам для наиболее загруженного трансформатора тока (табл. 5.4).

Таблица 5.4.

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА, фазы		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5	–	–
Счетчик активной энергии	СА3-И674	2,5	–	2,5
Счетчик реактивной энергии	СР4-И689	2,5	–	2,5
Итого		5,5	–	5,0

Из табл. 5.4 видно, что наиболее загружен трансформатор тока фазы А. Общее сопротивление приборов

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} = \frac{5,5}{25} = 0,22 \text{ Ом.}$$

Вторичная номинальная нагрузка трансформатора тока в классе точности 0,5

$$Z_{2ном} = 0,4 \text{ Ом.}$$

Сопротивление контактов при трех приборах принимаем $r_{конт.} = 0,05 \text{ Ом}$, тогда допустимое сопротивление проводов

$$r_{пр} = Z_{2ном} - r_{приб} - r_{конт} = 0,4 - 0,22 - 0,05 = 0,13 \text{ Ом.}$$

Для подстанций с высшим напряжением 110 кВ принимаем кабель с алюминиевыми жилами, ориентировочная длина которого в ячейке КРУ 10 кВ $l=4\text{м}$ [4], т.к. трансформаторы тока соединены в неполную звезду, то $I_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot I$.

$$q = \frac{\rho \cdot I_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 4}{0,13} = 1,5 \text{ мм}^2.$$

По условию механической прочности принимаем контрольный кабель АКРВГ с жилами сечением 4 мм^2 [1].

Выбор трансформатора напряжения на секции сборных шин 10 кВ. Трансформатор напряжения предназначен для питания катушек напряжения измерительных приборов и для контроля изоляции в сетях с малыми токами замыкания на землю. КРУ КМ-1 комплектуется трансформаторами напряжения ЗНОЛ.09-10 и НОЛ.08-10. Выбираем 3*ЗНОЛ.09-10, $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$, $S_{\text{ном}} = 75 \text{ В} \cdot \text{А}$ в классе точности 0,5. Этот трансформатор напряжения имеет две вторичные обмотки, одна из которых включена в звезду и к ней присоединяются катушки напряжения измерительных приборов, другая – соединена в разомкнутый треугольник и используется для контроля изоляции.

Трансформатор напряжения устанавливается на каждой секции сборных шин. К нему подключаются измерительные приборы всех присоединений данной секции.

Перечень необходимых измерительных приборов выбираем по ПУЭ или из [4]. На электрической схеме (рис. 5.3) показаны места их установки.

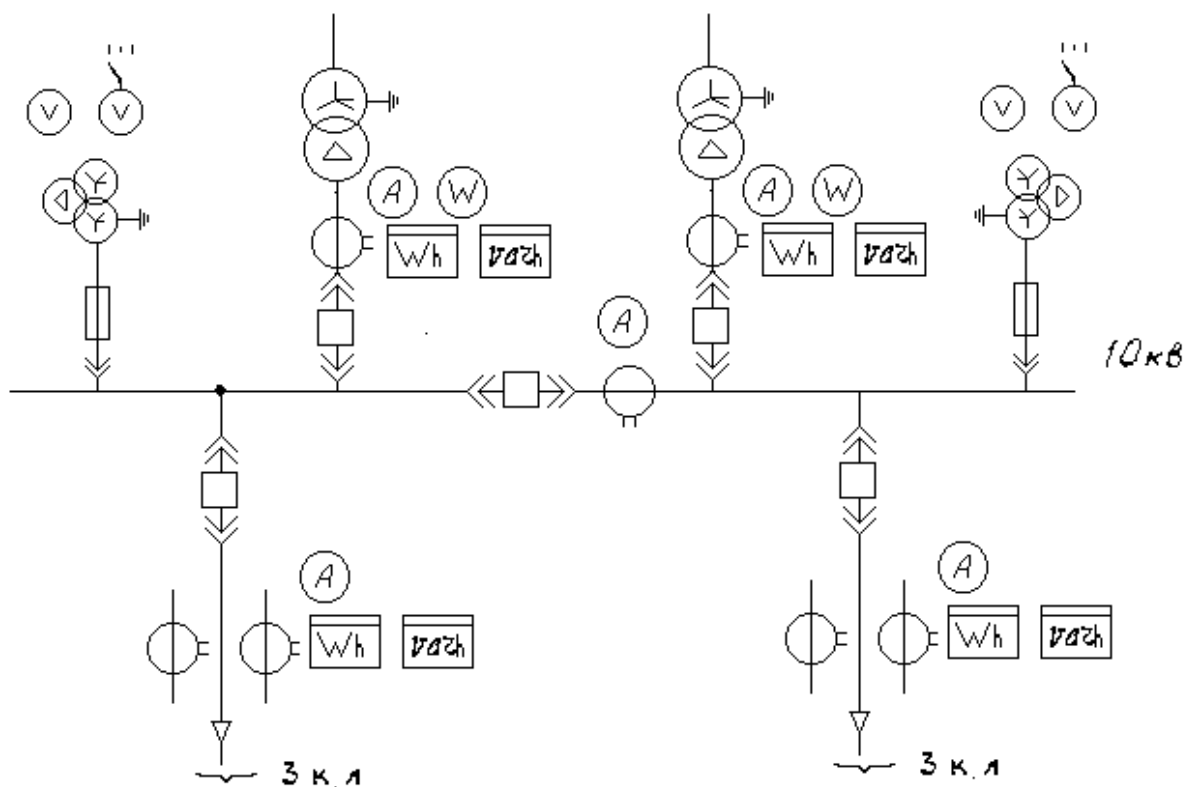


Рис.5.3.

Подсчёт вторичной нагрузки приведён в табл. 5.5.

Таблица 5.5.

Прибор		Тип	S одной об-мотки, ВА	Число об-моток	cos φ	sin φ	Число при-боров	Общая по-требляемая мощность	
								P, Вт	Q, Вар
Вольтметр (сборные шины)		Э-335	2	1	1	0	2	4	–
Ваттметр Счётчик активный Счётчик реактив-ный	Ввод 10 кВ от транс-форма-тора	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	–
		СА3-И674	3 Вт	2	0,38	0,925	1	6	14,5
		СР4-И689	3 Вт	2	0,38	0,925	1	6	14,5
Счётчик активный Счётчик реактив-ный	Линии 10 кВ	СА3-И674	3 Вт	2	0,38	0,925	3	18	43,5
		СР4-И689	3 Вт	2	0,38	0,925	3	18	43,5
Итого								55	116

Вторичная нагрузка

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{55^2 + 116^2} = 128 \text{ В}\cdot\text{А}$$

Три трансформатора напряжения ЗНОЛ.09-10, соединённых в звезду, имеют мощность $3 \cdot 75 = 225 \text{ В}\cdot\text{А}$, что больше $S_{2\Sigma}$. Таким образом, трансформатор напряжения будет работать в выбранном классе точности 0,5.

Для соединения трансформаторов напряжения с приборами для упрощения расчётов принимаем по условию механической прочности контрольный кабель АКРВГ с сечением алюминиевых жил $2,5 \text{ мм}^2$.

Трансформатор напряжения присоединяется к сборным шинам через предохранитель типа ПКН 001-10УЗ (предохранитель кварцевый для трансформатора напряжения) и втычной разъединитель.

Выбор соединения силового трансформатора с КРУ-10 кВ.

Соединение может осуществляться гибким подвесным токопроводом, шинным мостом или закрытым комплектным токопроводом.

Определяем расчётные токи продолжительных режимов режима (предполагается установка перспективного трансформатора):

$$I_{\text{норм}} \cong I_{\text{ном.т}} = \frac{0,7 \cdot S'_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{0,7 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 615 \text{ А},$$

$$I_{\text{max}} = \frac{1,4 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1231 \text{ А}.$$

Выбираем сечение алюминиевых шин по допустимому току, так как шинный мост, соединяющий трансформатор с КРУ, небольшой длины и находится в пределах подстанции.

Принимаем однополосные шины $80 \times 8 \text{ мм}^2$, $I_{\text{доп}} = 1320 \text{ А}$ [4, 6].

По условию нагрева в продолжительном режиме шины проходят:

$$I_{\text{max}} = 1231 \text{ А} < I_{\text{доп}} = 1320 \text{ А}.$$

Проверяем шины на термическую стойкость

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C} = \frac{\sqrt{15,5 \cdot 10^6}}{91} = 43,3 \text{ мм}^2$$

где $B_{\text{к}}$ – тепловой импульс, рассчитан при выборе выключателя Q2;
 C – функция, значение которой для алюминиевых шин равно $91 \left[\frac{\text{А} \cdot \text{с}^{1/2}}{\text{мм}^2} \right]$

$$q_{\text{min}} = 43,3 \text{ мм}^2 < 640 \text{ мм}^2.$$

Проверяем шины на механическую прочность.

Определяем пролёт l при условии, что частота собственных колебаний будет больше 200 Гц:

$$200 \geq \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}},$$

откуда

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}.$$

По табл. 4.1 [4], если шины расположены горизонтально, то

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12} = \frac{0,8 \cdot 8^3}{12} = 34,1 \text{ см}^4,$$

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{34,1}{6,4}} \approx 2 \text{ м}^2,$$

$$l \leq \sqrt{2} = 1,42 \text{ м}.$$

Принимаем расположение шин горизонтальное, пролёт 1,2 м, расстояние между фазами $a = 0,8 \text{ м}$.

Определяем напряжение в материале шин от взаимодействия фаз

$$\sigma_{\text{расч.ф}} = \frac{F_{\text{расч}}}{10 \cdot W} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot i_{\text{уд}}^2 \cdot \frac{l^2}{a \cdot W} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{12,98^2 \cdot 10^6 \cdot 1,2^2}{0,8 \cdot 8,5} = 0,62 \text{ Мпа},$$

где

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6} = \frac{0,8 \cdot 8^2}{6} = 8,5 \text{ см}^3$$

что меньше $\sigma_{\text{доп}} = 90 \text{ Мпа}$. Таким образом, шины механически прочны.

Выбор изоляторов. Выбираем опорные штыревые изоляторы наружной установки ОНШ-10-5-1УХЛ1 на $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$, $F_{\text{разр}} = 5000 \text{ Н}$.

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot F_{\text{расч}} = 0,6 \cdot 5000 = 3000 \text{ Н},$$

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot i_y^2 \cdot \frac{l}{a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot 12,98^2 \cdot 10^6 \cdot \frac{1,2}{0,8} = 43,77 \text{ Н},$$

$$F_{\text{расч}} = 43,77 \text{ Н} < F_{\text{доп}} = 3000 \text{ Н}.$$

Изоляторы проходят по механической прочности.

6. ПРИМЕР ПРОВЕРКИ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ ПО ОТКЛЮЧАЮЩЕЙ СПОСОБНОСТИ

Выбрать и проверить по отключающей способности с учетом параметров восстанавливающегося напряжения выключатели в схеме рис 6.1.

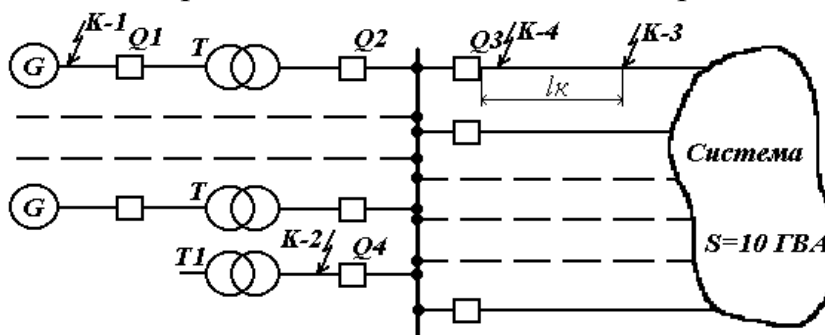


Рис. 6.1

Генераторы (4 штуки):

ТВВ-200; $S_H=235,3$ МВА; $U_H=15,75$ кВ; $x_d''=0,1805$; $C_{3\phi}=0,685$ мкФ.

Трансформаторы Т:

ТДЦ-250000/220; $U_{HH}=15,75$ кВ; $u_k=11\%$.

Трансформатор Т1 (резервный трансформатор собственных нужд):

ТРДН-32000/220; $U_{HH}=6,3$ кВ; $u_k=11,5\%$.

Линии электропередач:

6 воздушных ЛЭП 220 кВ по 100 км каждая; $x_{уд}^{(1)}=0,4$ Ом/км;
 $x_{уд}^{(0)}=2 \cdot x_{уд}^{(1)}=0,8$ Ом/км.

Система:

$S=10000$ МВА; $x_c^{(1)}=4,84$ Ом; $x_c^{(0)}=2 \cdot x_c^{(1)}=9,68$ Ом; $x^{(1)}$, $x^{(0)}$ — сопротивления в расчетных схемах прямой и обратной последовательности.

Выключатель Q1 выбирается по условиям длительной работы и проверяется по условиям отключения трехфазного короткого замыкания на выводах со стороны генератора (точка К-1 на рис.6.1). $I_{п.о}=65,5$ кА.

Претенденты: МГУ-20-90/9500 ценой 4,84 тыс. руб. (в ценах 1990 г.) [6];

ВВГ-20-160/12500 ценой 30,5 тыс. руб.

Соотношения $I_{п.о}/I_{н.отк} = 65,5/90 = 0,73 \approx 1,0$ для МГУ; $65,5/160 = 0,41 \approx 0,6$ для ВВГ и сведения из ГОСТ 687-78 или из [3], позволяют построить график гарантированного восстановления прочности дугогасящего промежутка первогающейся фазы или хотя бы оценить допустимую величину средней скорости восстановления напряжения. Для МГУ $(dU_B / dt)_{доп} = 0,5$ кВ/мкс и $U_c=30$ кВ, для ВВГ соответственно 1,25 кВ/мкс и 32 кВ.

Схема замещения для расчета восстанавливающегося напряжения представлена на рис. 6.2. Индуктивность в ней обусловлена всей системой и определяется по выражению

$$L = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot I_{п.о} \cdot \omega} = \frac{15,75}{\sqrt{3} \cdot 65,5 \cdot 314} = 4,4 \cdot 10^{-4} \text{ Гн.}$$

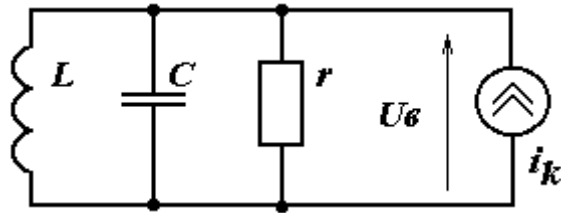


Рис.6.2

Емкость C складывается из емкостей [3]:

-силового трансформатора

$$C_T = \sqrt[3]{S_H} \cdot 0,5 \cdot 10^{-9} = \sqrt[3]{250} \cdot 0,5 \cdot 10^{-9} = 3,2 \cdot 10^{-9} \text{ Ф},$$

-измерительных трансформаторов тока и напряжения

$$C_{TT} = C_{TH} = 0,5 \cdot 10^{-9} \text{ Ф},$$

-силового выключателя и разъединителя

$$C_B = C_P = 0,1 \cdot 10^{-9} \text{ Ф},$$

-шинного моста (токопровода ТЭКНЕ-20-10000-300) длиной 50 м

$$C_{Ш} \approx 3,2 \cdot 10^{-9} \text{ Ф}.$$

$$C = 7,6 \cdot 10^{-9} \text{ Ф}.$$

Сопротивление r в основном определяется шунтирующими дугогасительный промежуток резисторами и другими подобными элементами. Выключатель типа МГУ не имеет шунтирующих сопротивлений, поэтому для него $r \rightarrow \infty$ и восстанавливающееся напряжение

$$U_v \approx E_m \cdot [1 - \cos(\omega_0 \cdot t)],$$

$$E_m = \sqrt{2} \cdot I_{п,0} \cdot \omega$$

$$L = \sqrt{2} \cdot 65,5 \cdot 314 \cdot 4,4 \cdot 10^{-4} = 12,9 \text{ кВ},$$

$$\omega_0 = \frac{1}{\sqrt{L \cdot C}} = \frac{1}{\sqrt{4,4 \cdot 10^{-4} \cdot 7,6 \cdot 10^{-9}}} = 5,5 \cdot 10^5 \text{ рад/с},$$

$$f_0 = \frac{\omega_0}{2\pi} = 8,7 \cdot 10^4 \text{ Гц}.$$

Наибольшее значение восстанавливающегося напряжения

$$U_{v,max} = k_a \cdot E_m = 2 \cdot 12,9 = 25,8 \text{ кВ}.$$

Средняя скорость восстановления напряжения на участке первого его пика

$$(dU_B / dt)_{cp} = 2 \cdot f_0 \cdot U_{B,max} = 2 \cdot 8,7 \cdot 10^4 \cdot 25,8 = 4,5 \text{ кВ/мкс} > (dU_B / dt)_{доп} = 0,5 \text{ кВ/мкс.}$$

Выключатель МГУ-20-90/9500 не проходит по отключающей способности.

Выключатель ВВГ-20 имеет сопротивления, шунтирующие его дугогасительные контакты.

$R_{ш} = 5,0 \text{ Ом}$; принимается $r = R_{ш}$. Показатель затухания переходного процесса при этом

$$d = 2 \cdot r \cdot \sqrt{\frac{C}{L}} = 2 \cdot 5 \cdot \sqrt{\frac{7,6 \cdot 10^{-9}}{4,4 \cdot 10^{-4}}} = 0,04 < 1.$$

Поэтому восстанавливающееся напряжение экспоненциально

$$U_B \approx E_m \cdot (1 - e^{-r \cdot t/L})$$

и имеет скорость изменения

$$\frac{dU_B}{dt} = \frac{r}{L} \cdot E_m \cdot e^{-\frac{r \cdot t}{L}},$$

наибольшее значение этой скорости

$$(dU_B / dt)_{max} = \left(\frac{dU_B}{dt} \right)_{t=0} = \frac{r}{L} \cdot E_m = \frac{5}{4,4 \cdot 10^{-4}} \cdot 12,9 = 0,15 \text{ кВ/мкс.}$$

Здесь $(dU_B / dt)_{max} < (dU_B / dt)_{доп} = 0,5 \text{ кВ/мкс}$ и выключатель ВВГ-20-160/12500 проходит по отключающей способности.

Выключатели РУ-220 кВ выбираются одинаковыми. В длительном режиме наибольшую нагрузку несут выключатели блоков ($I_{раб} \approx 650 \text{ А}$), наибольший ток к.з. отключают выключатели пассивных присоединений (например, выключатель Q4 при к.з. в точке К-2). С точки зрения восстановления напряжения интерес представляют:

отключение выключателем Q4 к.з. в точке К-2 (к.з. на выводах самого нагруженного выключателя);

отключение выключателем Q2 к.з. в точке К-1 (к.з. за силовым трансформатором);

отключение выключателем Q3 к.з. в точке К-3 (неудаленное к.з.).

Сеть 220 кВ имеет большие токи замыкания на землю. Условия отключения однофазного к.з. здесь могут быть столь же тяжелыми, что и трехфазного и потому следует рассчитывать токи к.з. и параметры восстанавливающегося напряжения в обоих случаях. На рис. 6.3 представлены свернутые к точке К-2 схемы замещения всей системы для токов прямого (а) и нулевого (б) следования фаз.

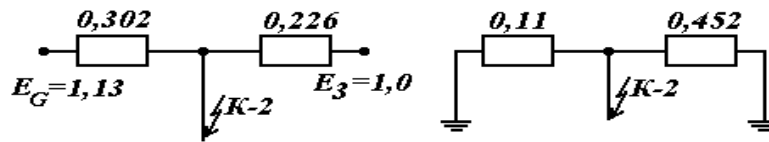


Рис.6.3

Величины сопротивлений определены при $S_6 = 1000 \text{ МВА}$ ($U_6 = 230 \text{ кВ}$; $I_6 = 2,5 \text{ кА}$).

Ток трехфазного к.з.

$$I_{п,о}^{(3)} = \left(\frac{1,13}{0,302} + \frac{1}{0,226} \right) \cdot 2,5 = 20,4 \text{ кА},$$

ток однофазного к.з.

$$I_{п,о}^{(1)} = \left(\frac{3 \cdot 1,13}{2 \cdot 0,302 + 0,11} + \frac{3 \cdot 1}{2 \cdot 0,226 + 0,452} \right) \cdot 2,5 = 20,2 \text{ кА}.$$

Для расчета параметров восстанавливающегося напряжения необходимо знать величины:

волновых сопротивлений ЛЭП:

прямой последовательности $z_1 = 955 \cdot x_{уд}^{(1)} = 955 \cdot 0,4 = 382 \text{ Ом}$,

нулевой последовательности $z_0 = 955 \cdot x_{уд}^{(0)} = 955 \cdot 0,8 = 764 \text{ Ом}$;

индуктивности обобщенного блока (n_6 – число блоков):

прямой последовательности

$$L_1 = \frac{x_r + x_T}{n_6 \cdot \omega} = \frac{40,6 + 23,3}{4 \cdot 314} = 5,09 \cdot 10^{-2} \text{ Гн},$$

нулевой последовательности

$$L_0 = \frac{x_T}{n_6 \cdot \omega} = \frac{23,3}{4 \cdot 314} = 1,86 \cdot 10^{-2} \text{ Гн};$$

емкости оборудования, подключенного к шинам РУ (n_l – число ЛЭП),

$$C \approx n_6 \cdot C_T + (n_6 + n_l) \cdot (C_B + C_{TT} + 2 \cdot C_P) + C_{Ш} + 2 \cdot C_{TH} = \\ = [4 \cdot 3,2 + (4 + 6) \cdot (0,1 + 0,5 + 2 \cdot 0,1) + 0,11 + 2 \cdot 0,5] \cdot 10^{-9} = 2,3 \cdot 10^{-8} \text{ Ф}.$$

Наибольшие значения тока в длительном режиме (650 А), тока к.з. (20,4 кА) и сравнительная оценка стоимости выключателей 220 кВ позволяют наметить для установки в этом РУ выключатель типа ВВБ-220-31,5/2000. Для него $I_{п,о}/I_{н,отк} = 20,4/31,5 = 0,65 \approx 1,0$. Нормированные ГОСТ 687-78 параметры гарантированного восстановления прочности здесь определяются тремя точками, имеющими координаты 1) 0; 0 2) t_1 ; U_1 3) t_2 ; U_2 .

Причем, $U_1 = k_{пг} \cdot \sqrt{2} \cdot U_{раб, \max} / \sqrt{3}$; $U_2 = k_a \cdot U_1$,

где $k_{пг}$ – коэффициент первогазящей фазы; k_a – коэффициент превышения максимального переходного восстанавливающегося напряжения над амплитудой возвращающегося напряжения.

В рассматриваемом примере

$$t_1=222 \text{ мкс}; \quad U_1=1,3 \cdot \sqrt{1,5} \cdot 252=268 \text{ кВ},$$

$$t_2=3 \cdot 222=666 \text{ мкс}; \quad U_2=1,4 \cdot 268=375 \text{ кВ},$$

$$(dU_{\text{в}} / dt)_{\text{доп}} = U_1/t_1=268/222=1,2 \text{ кВ/мкс}.$$

Итак, отключение к.з. на выводах наиболее нагруженного выключателя (выключатель Q4, точка к.з. К-2, рис. 6.1).

а) трехфазное к.з. Схема замещения для расчета процесса восстановления напряжения представлена на рис. 6.2.

Ее параметры:

$$r = \frac{3 \cdot z_1 \cdot z_0}{(z_1 + 2 \cdot z_0) \cdot n_{\text{л}}} = \frac{3 \cdot 382 \cdot 764}{(382 + 2 \cdot 764) \cdot 6} = 76,4 \text{ Ом};$$

$$L = \frac{3 \cdot L_1 \cdot L_0}{L_1 + 2 \cdot L_0} = \frac{3 \cdot 5,09 \cdot 10^{-2} \cdot 1,86 \cdot 10^{-2}}{5,09 \cdot 10^{-2} + 2 \cdot 1,86 \cdot 10^{-2}} = 3,2 \cdot 10^{-2} \text{ Гн};$$

$$C=2,3 \cdot 10^{-8} \text{ Ф};$$

$$d=2 \cdot 76,4 \cdot \sqrt{\frac{2,3 \cdot 10^{-8}}{3,2 \cdot 10^{-2}}} = 0,13.$$

Так как $d < 1$ процесс восстановления напряжения носит экспоненциальный характер. При этом

$$E_m = \sqrt{2} \cdot 20,4 \cdot 314 \cdot 3,2 \cdot 10^{-2} = 290 \text{ кВ}; \quad U_{\text{в}} \approx 290 \cdot (1 - e^{-\frac{76,4}{0,032} \cdot t}).$$

Начальная скорость восстановления напряжения

$$(dU_{\text{в}} / dt)_{\text{max}} = 76,4 \cdot 290 \cdot 10^{-6} / 3,2 \cdot 10^{-2} = 0,69 \text{ кВ/мкс} < (dU_{\text{в}} / dt)_{\text{доп}} = 1,2 \text{ кВ/мкс}.$$

Выключатель ВВБ-220-31,5/2000 справляется с отключением тока трехфазного к.з. на его выводах.

б) однофазное к.з. Схема замещения для расчета процесса восстановления напряжения представлена на рис. 6.4.

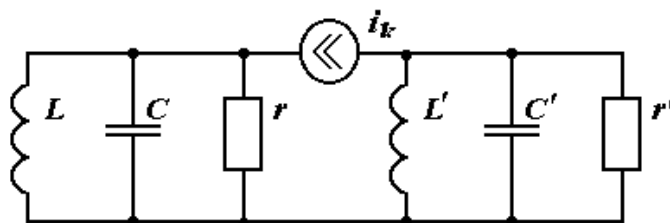


Рис.6.4

Она имеет следующие параметры:

$$r = \frac{2}{3} \cdot \frac{z_1}{n_{\text{л}}} = \frac{2}{3} \cdot \frac{382}{6} = 42,4 \text{ Ом};$$

$$L = (2/3) \cdot L_1 = (2/3) \cdot 5,09 \cdot 10^{-2} = 3,4 \cdot 10^{-2} \text{ Гн};$$

$$C = (3/2) \cdot C_1 = (3/2) \cdot 2,3 \cdot 10^{-8} = 3,4 \cdot 10^{-8} \text{ Ф};$$

$$r' = \frac{1}{3} \cdot \frac{z_{\text{л}}}{n_{\text{л}}} = \frac{382}{3 \cdot 6} = 21,2 \text{ Ом};$$

$$L' = L_0/3 = 1,86 \cdot 10^{-2}/3 = 6,2 \cdot 10^{-3} \text{ Гн};$$

$$C' = 3 \cdot C_0 = 3 \cdot 2,3 \cdot 10^{-8} = 6,9 \cdot 10^{-8} \text{ Ф}.$$

Показатели затухания переходного процесса в обеих половинках схемы (рис. 6.4) d и d' меньше единицы. Следовательно, в обеих половинках идет экспоненциальный процесс восстановления напряжения. Между дугогасительными контактами выключателя процесс восстановления напряжения идет по закону:

$$U_{\text{в}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п.о}} \cdot \omega \cdot [L \cdot (1 - e^{-r \cdot t/L}) + L' \cdot (1 - e^{-r' \cdot t/L'})].$$

Наибольшая скорость его изменения

$$(dU_{\text{в}} / dt)_{\text{max}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п.о}} \cdot \omega \cdot (r + r') = 2 \cdot 20,2 \cdot 314 \cdot (42,4 + 21,2) \cdot 10^{-6} = 0,57 \text{ кВ/мкс}.$$

Условия отключения однофазного к.з. в этом случае оказались чуть более легкими, чем трехфазного.

Отключение к.з. за силовым трансформатором (выключатель Q2, точка к.з. К-1 на рис. 6.1). Трехфазное к.з. имеет $I_{\text{п.о}} = 4,5 \text{ кА}$. Для выбранного выключателя $I_{\text{п.о}}/I_{\text{н.отк}} = 4,5/31,5 = 0,14 < 0,3$. Параметры гарантированного восстановления прочности по ГОСТ 687-78:

$$t_1 = 0,2 \cdot t_{1,100} = 0,2 \cdot 222 = 44,4 \text{ мкс}; \quad U_1 = 268 \text{ кВ}; \quad t_2 = 3 \cdot t_1 = 3 \cdot 44,4 = 133 \text{ мкс}.$$

$$U_{\text{с}} = 1,5 \cdot 268 = 402 \text{ кВ}; \quad U_{\text{доп}} = 268/44,4 = 6,0 \text{ кВ/мкс}.$$

Схема замещения для расчета восстанавливающегося напряжения имеет вид, представленный на рис. 6.4. Ее параметры:

$$L_{61} = \frac{x_{\text{Г}} + x_{\text{Т}}}{(n_{\text{б}} - 1) \cdot \omega} = \frac{40,6 + 23,3}{(4 - 1) \cdot 314} = 6,8 \cdot 10^{-2} \text{ Гн};$$

$$L_{60} = \frac{x_{\text{Т}}}{(n_{\text{б}} - 1) \cdot \omega} = \frac{23,3}{(4 - 1) \cdot 314} = 2,5 \cdot 10^{-2} \text{ Гн};$$

$$r = 76,4 \text{ Ом}; \quad L = \frac{3 \cdot 6,8 \cdot 10^{-2} \cdot 2,5 \cdot 10^{-2}}{6,8 \cdot 10^{-2} + 2 \cdot 2,5 \cdot 10^{-2}} = 4,3 \cdot 10^{-2} \text{ Гн}; \quad C = 2,3 \cdot 10^{-8} \text{ Ф};$$

$$r' \rightarrow \infty; \quad C' = C_{\text{Т}} = 3,2 \cdot 10^{-9} \text{ Ф}; \quad L' = L_{\text{Т}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{220^2}{250 \cdot 314} = 6,8 \cdot 10^{-2} \text{ Гн}.$$

Восстанавливающееся на Q2 напряжение

$$U_B = U_{ш} + U_T,$$

где $U_{ш}$ – напряжение на контакте со стороны сборных шин; U_T – напряжение на контакте со стороны трансформатора.

Показатель затухания со стороны сборных шин $d = 0,11 < 1$.

Процесс здесь, следовательно, экспоненциальный и развивается по закону

$$U_{ш} \approx \sqrt{2} \cdot I_{п.о} \cdot \omega \cdot L \cdot (1 - e^{-r \cdot t/L}).$$

Напряжение со стороны трансформатора ($r' \rightarrow \infty$, $d' \rightarrow \infty$) – колебательное;

$$U_T \approx \sqrt{2} \cdot I_{п.о} \cdot \omega \cdot L_T \cdot (1 - \cos \omega_0 \cdot t),$$

где $\omega_0 = 1/\sqrt{L_T \cdot C_T} = 1/\sqrt{6,8 \cdot 10^{-2} \cdot 3,2 \cdot 10^{-9}} = 6,8 \cdot 10^4$ рад/с,

и откуда $f_0 = \omega_0/2\pi = 6,8 \cdot 10^4/2\pi = 1,08 \cdot 10^4$ Гц.

На участке до первого максимума восстанавливающееся напряжение определяется в основном слагаемым U_T . Средняя скорость его изменения

$$(dU_B / dt)_{ср} = 2 \cdot f_0 \cdot \sqrt{2} \cdot 2 \cdot I_{п.о} \cdot \omega \cdot L = 2 \cdot 1,08 \cdot 10^4 \cdot 2 \cdot \sqrt{2} \cdot 4,5 \cdot 314 \cdot 6,8 \cdot 10^{-2} \cdot 10^{-6} = 5,9 \text{ кВ/мкс},$$

что меньше $(dU_B / dt)_{доп} = 6,0$ кВ/мкс.

Следовательно, выключатель ВВБ-220-31,5/2000 справляется в условиях данной задачи и с отключением к.з. за силовым трансформатором.

Отключение неудаленного к.з. на шинах воздушной линии электропередач (выключатель Q3, точка К-3 на рис. 6.1). По данным [10] наиболее тяжелое отключение имеет место в случае, когда ток в месте неудаленного к.з. составляет 0,75 от тока к.з. в начале линии. Расчеты для трехфазных к.з. дают для точки К-4 $I_{п.о} = 19,4$ кА, для точки К-3 $I_{п.о} = 0,75 \cdot 19,4 = 14,6$ кА; $l_k = 6,0$ км. Для выключателя ВВБ-220-31,5/2000 $I_{п.о}/I_{н.отк} = 14,6/31,5 \approx 0,6$.

Параметры гарантированного восстановления прочности $t_1 = 0,5 \cdot t_{1.100} = 0,5 \cdot 222 = 111$ мкс; $U_1 = 266$ кВ; $t_2 = 3 \cdot 111 = 333$ мкс; $U_C = 402$ кВ; $(dU_B / dt)_{доп} = 268/111 = 2,4$ кВ/мкс.

Схема замещения для расчета U_B показана на рис. 6.4.

Параметры этой схемы:

$$L_1 = \frac{x_r + x_T}{n_6 \cdot \omega} = 5,09 \cdot 10^{-2} \text{ Гн}, \quad L_0 = \frac{x_T}{n_6 \cdot \omega} = 1,86 \cdot 10^{-2} \text{ Гн},$$

$$r = \frac{3 \cdot z_1 \cdot z_0}{(z_1 + 2z_0) \cdot (n_{л} - 1)} = \frac{3 \cdot 382 \cdot 764}{(382 + 2 \cdot 764) \cdot (6 - 1)} = 91,7 \text{ Ом},$$

$$L = 3,2 \cdot 10^{-2} \text{ Гн}; \quad C = 2,3 \cdot 10^{-8} \text{ Ф},$$

$$r' = \frac{3 \cdot z_1 \cdot z_0}{z_1 + 2z_0} = \frac{3 \cdot 382 \cdot 764}{382 + 2 \cdot 764} = 458,4 \text{ Ом}, \quad C' = 0.$$

Амплитуда напряжения на линейном контакте выключателя

$$U_{л.макс} = \sqrt{2} \cdot I_{п.о} \cdot x_{уд}^{(1)} \cdot I_k = 2 \cdot 14,6 \cdot 0,4 \cdot 6 = 50 \text{ кВ}.$$

Период изменения напряжения на этом контакте

$$T_l = 4 \cdot I_k / C_{св} = 4 \cdot 6 / 3 \cdot 10^5 = 8 \cdot 10^5 \text{ с} = 80 \text{ мкс}.$$

Восстанавливающееся (до первого пика) напряжение

$$U_B = U_{ш} - U_l = \sqrt{2} \cdot I_{п.о} \cdot \omega \cdot [L \cdot (1 - e^{-r \cdot t/L}) + r' \cdot t].$$

Его скорость нарастания

$$(dU_B / dt)_{\max} = \sqrt{2} \cdot I_{п.о} \cdot \omega \cdot (r + r') = 2 \cdot 14,6 \cdot 314 \cdot (91,7 + 458,4) \cdot 10^{-6} = 3,6 \text{ кВ/мкс}$$

оказалась выше допустимого $((dU_B/dt)_{\text{доп}} = 2,4 \text{ кВ/мкс})$ значения. Однако выключатель ВВБ-220-31,5/2000 имеет четыре главных дугогасительных промежутка, каждый из которых шунтирован сопротивлением около 100 Ом. Общее шунтирующее сопротивление $R_{ш} = 4 \cdot 100 = 400 \text{ Ом}$ снижает скорость восстановления напряжения по крайней мере до уровня

$$(dU_B / dt)_{R_{ш}} = (dU_B / dt)_{\max} \cdot \frac{R_{ш}}{R_{ш} + z_l} = 3,6 \cdot \frac{400}{400 + 382} = 1,8 \text{ кВ/мкс}.$$

Следовательно, выключатель ВВБ-220-31,5/2000 справляется также и с задачей отключения неудаленных к.з.

Анализ показывает, что выключатель ВВБ-220-31,5/2000 отключает ток к.з. во всех расчетных режимах.

7. РАСЧЁТНЫЕ УСЛОВИЯ ДЛЯ ПРОВЕРКИ АППАРАТУРЫ И ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЕЙ ПО РЕЖИМУ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

В электроустановках существуют группы цепей, которые в отношении режима короткого замыкания находятся примерно в одинаковых условиях. Это позволяет разбить всю схему электроустановки на зоны, в которых устанавливаются те или иные расчетные условия.

Рассмотрим, как образуются расчетные зоны для схемы ТЭЦ, рис. 7.1.

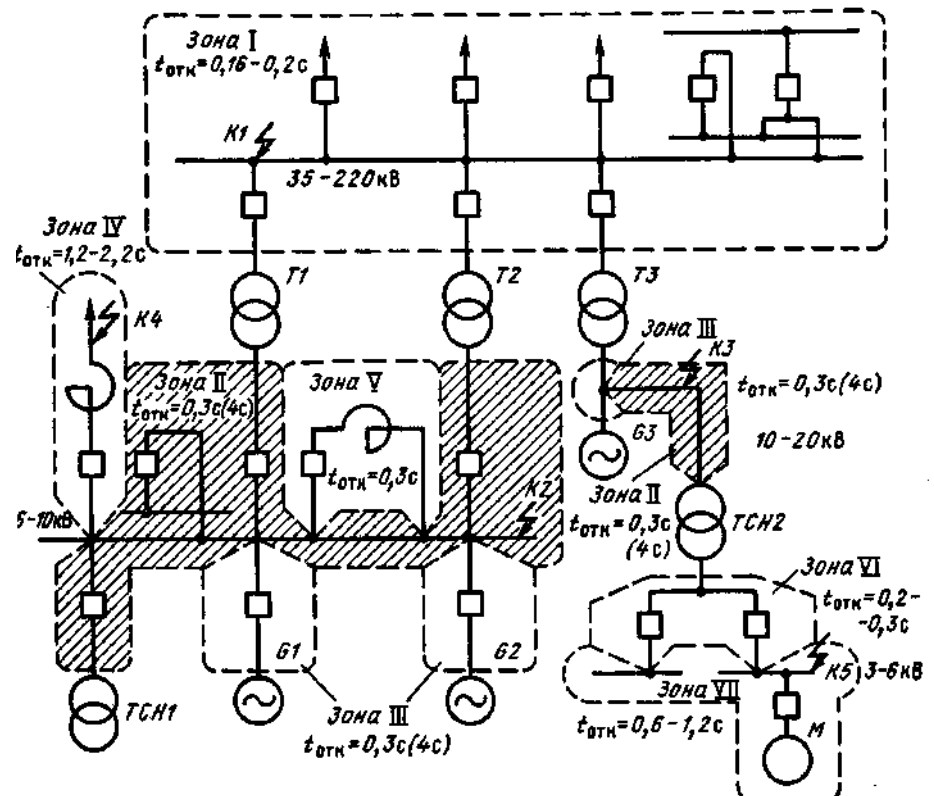


Рис.7.1

Зона 1 включает все цепи установки повышенного напряжения, т.е. сборные шины, цепи трансформаторов, начиная от их выводов до сборных шин 35...220 кВ, цепи линий электропередачи 35...220 кВ, а также шиносоединительный выключатель, обходную систему шин с обходным выключателем, если они имеются.

Все без исключения цепи этой зоны рассчитывают по суммарным токам к.з., определенным для точки К1 на конце сборных шин 35...220 кВ.

Для некоторых цепей определенные таким образом расчетные условия могут быть несколько завышенными, например линий связи с энергосистемой и присоединений трансформаторов. Точное определение расчетных условий для этих цепей зоны 1 обычно не приводит к изменению типа устанавливаемого оборудования. Необходимость уточнения расчетных условий возникает обычно лишь тогда, когда ставится вопрос об очередности замены выключателей в распределительном устройстве.

Время отключения к.з., требуемое для оценки термической стойкости аппаратов, определяется по времени действия основных релейных защит и полному времени отключения выключателей: $t_{отк}=t_{рз}+t_{отк.в}$

При этом можно принять $t_{рз}=0,1$ с. С учетом действительных характеристик выключателей получим, что время отключения к.з. находится в пределах $t_{отк}=0,16...0,2$ с.

Несколько зон можно выделить в РУ генераторного напряжения.

В зону 2 входит большое количество цепей: сборные шины генераторного напряжения, цепь шиносоединительного выключателя, цепи трансформатора связи и трансформаторов собственных нужд, а также цепь ответвления от блока генератор – трансформатор до трансформатора собственных нужд.

Если от шин генераторного напряжения 6...10 кВ отходят нереактированные линии к потребителям или на собственные нужды, то такие линии, естественно относятся к зоне 2. В этой зоне все токоведущие части и аппараты рассчитываются по токам, определенным при к.з. на сборных шинах 6...10 кВ ТЭЦ, т.е. по точке К2.

Для ответвления от блока генератор-трансформатор к трансформатору собственных нужд, который также относится к зоне 2, расчетные токи к.з. берут по точке К3, находящейся на этом ответвлении.

Для цепей трансформаторов связи данные расчетные условия будут несколько завышены, но уточнение их обычно не делается. Величина $t_{отк}$ для всех цепей этой зоны определяется временем действия дифференциальной защиты блока, для которых можно принять $t_{рз} = 0,1$ с. С учетом полного времени отключения выключателей генераторного напряжения $t_{отк} = 0,3$ с.

Зона 3 включает в себя одну цепь генератора, будь то генератор, присоединенный на ТЭЦ к шинам 6...10 кВ, или генератор, работающий в блоке с повышающим трансформатором. Для этой зоны расчетные условия по токам к.з. определяется всякий раз, исходя из двух крайних случаев возможных коротких замыканий.

Первый случай – к.з. произошло на сборных шинах; через выключатель генератора пойдет только ток, посылаемый данным генератором G1 в место повреждения:

$$I_{к.расч} = I_{к.G1}.$$

Второй случай – к.з. на выводах генератора. В этом случае через выключатель генератора к месту к.з. пойдут токи от всех других источников, кроме данного генератора, и, следовательно

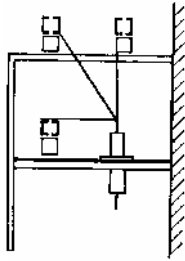
$$I_{к.расч}=I_{к.Σ} - I_{к.G1}.$$

Определив токи к.з., выбирают худший случай.

Аналогичный подход существует к определению расчетных условий для цепи генератора, работающего по блочной схеме. Суммарный ток к.з. определяется для точки К3 и в зависимости от положения места повреждения в цепи генератора по ней будет протекать ток $I_{к.G3}$ или $I_{к.Σ} - I_{к.G3}$.

Время отключения для зоны 3 определяется с учетом действия дифференциальной защиты генератора или блока, т.е. $t_{отк}=0,3$ с, а при мощности генератора 60 МВт и более ($t_{отк}=4$ с) по времени действия резервной защиты.

Зона 4 включает в себя также только одну цепь, а именно реактированную отходящую линию 6...10 кВ. Согласно ПУЭ токоведущие части и аппараты такой линии рассчитываются по точке к.з. К4, находящейся за реактором. Это делают, считая, что к.з. на участке между сборными шинами и реактором маловероятны, между тем выбор ошиновки и аппаратов по токам к.з. до реактора, т.е. по точке К2, привел бы к необходимости выбора усиленной



ошиновки и мощных выключателей, что резко повысило бы капитальные затраты на оборудование ячеек линий 6...10 кВ. Вместе с тем по ПУЭ требуется, чтобы небольшой участок ошиновки от сборных шин до первых проходных изоляторов (рис. 7.2) выбирался с учетом токов к.з. в точке К2, т.е. до реактора

Рис.7.2 Участок ошиновки реактора, проверяемый на полный ток к.з.

В зону 5 входит секционная связь, т.е. секционный выключатель и реактор, трансформаторы тока и соответствующая ошиновка. Точное определение расчетных условий для этой цепи затруднительно. Так как условия работы цепи при к.з. на одной секции примерно такие же, как для цепи генератора, токоведущие части и аппараты этой цепи рекомендуется выбирать по тем же наибольшим значениям токов, которые были определены для зоны 3.

Зоны 6 и 7 охватывают цепи собственных нужд. При этом оборудование относящееся к зоне 7, подвергается действию суммарного тока к.з., определенного в точке К5, включая подпитку от электродвигателей собственных нужд.

Цепи зоны 6 аналогичны по своим свойствам цепям генератора. В зависимости от положения цепей относительно точки к.з. по ним протекает только ток от электродвигателей или ток от генераторов, проходящий через ТСН2. При этом ток подпитки от электродвигателей собственных нужд, как правило, может иметь решающее значение лишь для начального значения тока к.з.

Все, что было выше изложено в отношении определения расчетных условий по токам к.з. для электростанций типа ТЭЦ, может быть отнесено и к случаю блочной электростанции (рис. 7.3). Однако для зоны 1 электростанций с энергоблоками большой мощности следует определить уточненные значения токов к.з. для каждой цепи с выключателем.

Для зон 6 и 7 ток от электродвигателей собственных нужд рассчитывается с учетом особенностей использования резервного трансформатора, который может одновременно питать несколько секций разных энергоблоков. Обычно токи к.з. при питании от резервного трансформатора значительно больше, чем при питании от рабочего трансформатора, вследствие чего

именно они и принимаются в качестве расчетных при выборе оборудования в зоне 7.

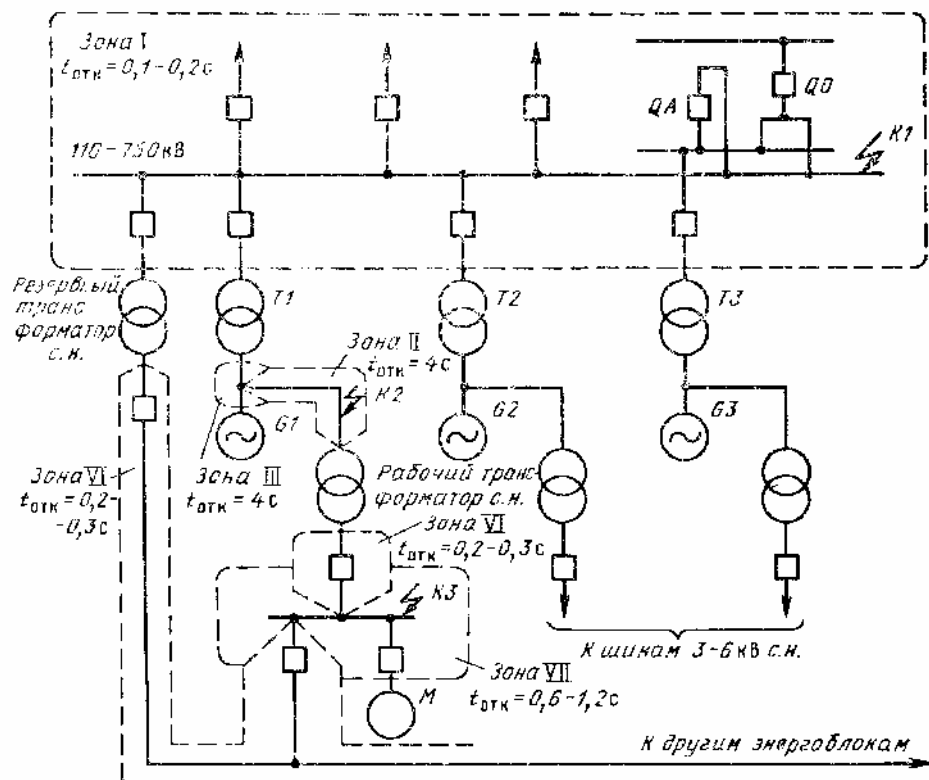


Рис.7.3

При определении расчетных условий по токам к.з. для понизительной подстанции по существу имеется лишь две расчетные зоны (1 и 6). Правда, первых зон две – для цепей ВН и СН. Время отключения для зоны 6 нужно уточнять по данным времени защит, установленных в цепях НН подстанции. Если на стороне пониженного напряжения подстанции применяются групповые или линейные реакторы, то в схеме подстанции могут появиться расчетные зоны 4.

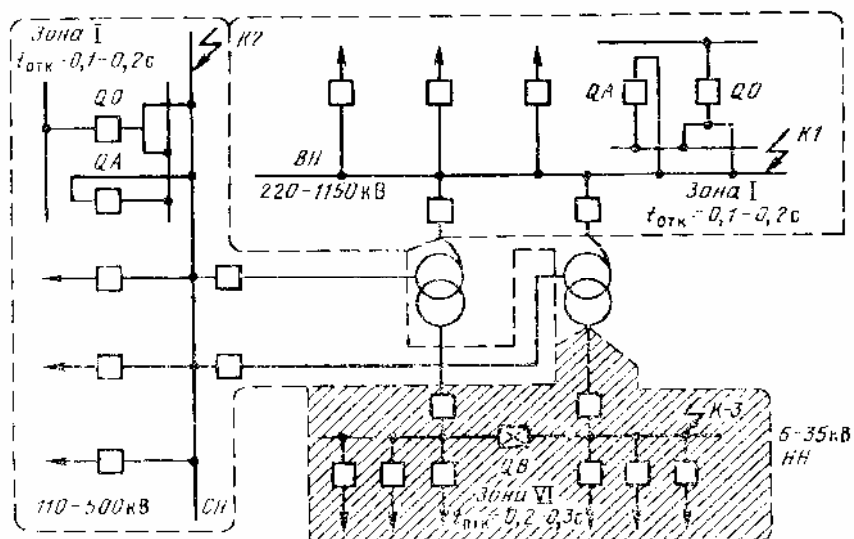


Рис.7.4

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Распределительные устройства и подстанции / Правила устройства электроустановок (ПУЭ). – 7-е издание. – М.: Информэлектро, 2002. – Вып. 6. Гл. 4.1; 4.2.
2. Руководящие указания по расчету токов коротких замыканий, выбору и проверке аппаратов и проводников по условию короткого замыкания. Главтехуправление Минэнерго СССР. – МЭИ, 1975.
3. Электрическая часть станций и подстанций: Учеб. для вузов / А.А.Васильев, И.П.Крючков, Е.Ф.Неяшкова, М.Н.Околович; Под ред. А.А.Васильева. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1990.
4. Рожкова Л.Д. и Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М., Энергоатомиздат, 1987.
5. Электротехнический справочник. – 7-е изд., испр. / Под ред. профессоров МЭИ. – М.: Энергоатомиздат, 1986 – 1988. – Т.2 и Т.3, кн.1.
6. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989.
7. Справочник по проектированию подстанций 35...500 кВ / Г.К.Вишняков, Е.А.Гоberman, С.Л.Гольдман и др.; Под ред. С.С.Рокотяна и Я.С.Самойлова – М.: Энергоиздат, 1982.
8. Нормы технологического проектирования подстанций с высшим напряжением 35...750 кВ. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: НТС Минэнерго СССР, 1979.
9. Проектирование электрической части станций и подстанций: Учеб. пособие для вузов / Ю.Б. Гук, В.В. Кантан, С.С. Петров. – Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 1985.
10. Электрическая часть электростанций: Учебник для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. / Под ред. С.В.Усова. – Л.: Энергоатомиздат, 1987. – 616 с.
11. Ведешников Н.А. Электрические аппараты высокого напряжения. Выключатели: Справочник. – М.: Информэлектро, 2001. – Том 1.
12. Чунихин А.А. Электрические аппараты высокого напряжения. Выключатели: Справочник. – М.: Информэлектро, 1996. – Том 2.
13. Сагирова И.С., Давыдова Т.Н. Аппараты высокого напряжения. Том 2. Разъединители и заземлители. Часть 1. Разъединители внутренней установки: Справочник. – М.: Информэлектро, 2000.
14. Сагирова И.С., Давыдова Т.Н. Аппараты высокого напряжения. Том 2. Разъединители и заземлители. Часть 2. Разъединители и заземлители наружной установки: Справочник. – М.: Информэлектро, 2000.
15. Чунихин А.А., Галтеева Е.Ф. Аппараты высокого напряжения. Том 1. Трансформаторы тока и напряжения, измерительные устройства на их основе: Справочник. – М.: Информэлектро, 1999.
16. Чунихин А.А., Галтеева Е.Ф. Аппараты высокого напряжения. Том 2. Трансформаторы тока и напряжения, измерительные устройства на их основе: Справочник. – М.: Информэлектро, 1999.
17. Акимов Е.Г., Галтеева Е.Ф. Аппараты защиты. Том 3. Реакторы: Справочник. – М.: Информэлектро, 2001.