

**Южно-Уральский государственный университет**  
**Кафедра "Электрические станции, сети и системы"**

**Гайсаров Р.В.**

## **Выбор электрических аппаратов и проводников**

### **Оглавление**

1	Общие вопросы выбора электрических аппаратов и проводников .....	4
4.1.	Расчетные условия для выбора аппаратов и проводников по рабочему режиму .....	5
4.2.	Расчетные условия для проверки аппаратуры и токоведущих частей по режиму короткого замыкания .....	9
2	Выбор различных видов электрических аппаратов свыше 1000 В .....	
4.1.	Выбор выключателей .....	14
4.2.	Выбор разъединителей, отделителей, выключателей нагрузки и короткозамыкателей .....	16
4.3.	Выбор трансформаторов тока .....	18
4.4.	Выбор трансформаторов напряжения .....	22
4.5.	Выбор реакторов .....	23
3	Выбор низковольтных аппаратов .....	26
4	Выбор токоведущих частей и изоляторов распределительных устройств ...	28
4.1.	Выбор жестких шин .....	28
4.2.	Выбор шинных изоляторов .....	32
4.3.	Выбор гибких шин .....	33
5	Пример выбора электрических аппаратов, шин и изоляторов .....	34
6	Задание по курсу «Электрическая часть станций и подстанций» .....	44
7	Литература .....	51

## 1. 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 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 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  $U_{ср}$ . Значение напряжений выражено в кВ.

$U_{ном}$	3	6	10	20	35	110	150	220	330	500	750
$U_{ср}$	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

$$U_y \leq U_{ном}$$

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

### 1.1. Расчетные условия для выбора аппаратов и проводников по рабочему режиму

Рабочий режим делится на нормальный и утяжеленный. Под нормальным режимом установки понимают режим, предусмотренный планом эксплуатации. В нормальном режиме функционируют все элементы данной электроустановки, без вынужденных отключений и без перегрузок. Утяжеленным режимом называется режим при вынужденном отключении части присоединений вследствие их повреждения или в связи с профилактическим ремонтом. При этом рабочие токи других присоединений могут заметно увеличиться. Таким образом, для выбора аппаратов и проводников в нормальных режимах нужно знать значения рабочих токов присоединений нормального  $I_{\text{раб.норм}}$  и утяжеленного  $I_{\text{раб.утяж}}$  режимов.

При выборе сечения шин и кабелей по экономической плотности тока исходят из рабочего нормального режима без учёта непродолжительных перегрузок.

По условию длительного нагрева аппараты и проводники должны удовлетворять утяжеленному режиму.

Рассмотрим некоторые конкретные случаи определения расчетных токов

Для присоединений генераторов, синхронных компенсаторов электродвигателей расчётный рабочий ток нормального режима принимают равным соответствующему номинальному току

$$I_{\text{раб,норм}} = I_{\text{ном,г}} = \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi_{\text{ном}}},$$

где  $P_{\text{ном}}$  - номинальная мощность генератора.

Утяжеленный режим у генераторов, синхронных компенсаторов и электродвигателей практически отсутствует, так как допустимая продолжительная перегрузка по току не превышает 5%,

$$I_{\text{раб,утяж}} = 1,05 \cdot I_{\text{ном}}$$

Для присоединений силовых трансформаторов расчетный рабочий ток нормального режима может быть равен номинальному току трансформатора, меньше или больше его в зависимости от назначения и метода резервирования трансформатора. Так для присоединений повышающих трансформаторов, включенных в блоки с генераторами,

$$I_{\text{раб,норм}} = I_{\text{ном,т}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}},$$

где  $S_{\text{ном}}$  - номинальная мощность трансформатора, соответствующая мощности генератора.

Утяжеленный режим здесь исключён.

На подстанциях с двумя т трансформаторами номинальную мощность  $S_{\text{ном}}$  каждого трансформатора выбирают из условия

$$S_{\text{ном,т}} = 0,7 \cdot P_{\text{max}}$$

где  $P_{\text{max}}$  – максимальная нагрузка подстанции на расчётный уровень пять лет.

При нормальной работе нагрузка каждого трансформатора составляет приблизительно  $2/3$  его номинальной мощности, поэтому расчётный рабочий ток нормального режима присоединений трансформатора  $I_{\text{раб,норм}}$  со стороны высшего и низшего напряжений должен быть принят равным

$$I_{\text{раб,норм}} = 2/3 \cdot I_{\text{ном,т}}$$

В случае вынужденного отключения одного трансформатора второй принимает на себя всю нагрузку подстанции и в течение 5 суток по 6 часов в сутки нагружен до 1,4 номинальной мощности.

Расчетный ток утяжеленного режима

$$I_{\text{раб,утяж}} = 1,4 \cdot I_{\text{ном,т}}$$

При определении расчетных рабочих токов присоединений трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов нужно учитывать распределение мощности между обмотками в нормальном и утяжеленном режимах. Так, например, в цепи высшего напряжения трехобмоточного трансформатора или автотрансформатора на подстанции расчетные токи нормального и утяжеленного режима определяются так же, как в цепи двухобмоточного трансформатора.

На стороне среднего и низшего напряжений при двух работающих трансформаторах (автотрансформаторах):

$$I_{\text{раб,норм}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}$$

где  $S_{\text{нагр}}$  – наибольшая перспективная нагрузка на стороне среднего или низшего напряжения.

При отключении одного трансформатора

$$I_{\text{раб,утяж}} = 2 \cdot I_{\text{раб,норм}}$$

Цепь линии. Для одиночной, радиальной линии

$$I_{\text{раб,норм}} = I_{\text{раб,утяж}}$$

и определяется по наибольшей нагрузке линии.

Для двух параллельно работающих линий

$$I_{\text{раб, норм}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}; \quad I_{\text{раб, утяж}} = 2 \cdot I_{\text{раб, норм}}$$

где  $S_{\text{нагр}}$  – наибольшая мощность, передаваемая по линиям.

Для  $n$  параллельных линий

$$I_{\text{раб, норм}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}; \quad I_{\text{раб, утяж}} = \frac{n}{n-1} \cdot I_{\text{раб, норм}}$$

Утяжеленный режим для параллельных линий возникает при отключении одной из них; для цепей кабелей - при использовании перегрузочной способности кабелей. Так для кабелей с бумажной пропитанной изоляцией напряжением 10 кВ и ниже согласно ПУЭ на время ликвидации аварии допускается перегрузка кабеля до  $1,3 \cdot I_{\text{доп}}$ , если нагрузка в часы максимума составляла не более  $0,8 \cdot I_{\text{доп}}$ . Указанная перегрузка допускается в период максимальной нагрузки (не более 6 часов в сутки) в течение пяти суток.

Для сборных шин станций и подстанций, аппаратов и шин в цепях шиносоединительных и секционных выключателей ток утяжеленного 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 и шиносоединительному выключателю не превышает  $I_{\text{раб, утяж}}$  самого мощного источника питания, присоединенного к этим шинам.

В цепи группового сдвоенного реактора в нормальном режиме ветви реактора загружены равномерно

$$I_{\text{раб, норм}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}$$

где  $S_{\text{нагр}}$  – нагрузка присоединенных к ветви потребителей.

Утяжеленный режим наступает при отключении одной из потребительских линий, присоединенных к ветви реактора, когда нагрузка другой ветви может соответственно возрасти

$$I_{\text{раб, утяж}} = \frac{n}{n-1} \cdot I_{\text{раб, норм}}$$

где  $n$  - число линий, присоединенных к одной ветви реактора. При правильно выбранном реакторе  $I_{\text{раб, утяж}}$  не превышает номинального тока ветви реактора.

Итак, условия выбора по длительному нагреву:  
для аппаратов

$$I_{\text{раб, утяж}} \leq I_{\text{ном}}$$

для шин и кабелей

$$I_{\text{раб, утяж}} \leq I_{\text{доп}}$$

где  $I_{\text{раб, утяж}}$  – ток цепи в рабочем утяжеленном режиме;

$I_{\text{ном}}$  – 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  $\Theta_{\text{о, ном}} = +15^\circ\text{C}$ .

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

для аппаратов –

$$I'_{\text{ном}} = I_{\text{ном}} \sqrt{\frac{\Theta_{\text{доп}} - \Theta_{\text{о}}}{\Theta_{\text{доп}} - 35}}$$

для шин и кабелей –

$$I'_{\text{доп}} = I_{\text{доп}} \sqrt{\frac{\Theta_{\text{доп}} - \Theta_{\text{о}}}{\Theta_{\text{доп}} - \Theta_{\text{о, ном}}}}$$

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

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

## 1.2. 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 подробно рассмотрен в учебной литературе [3, 4].

При выборе аппаратов и проводников в цепи реактированной линии необходимо учесть что

а) ошиновка ответвлений от шин и проходные изоляторы между сборными шинами и разъединителями (при наличии разделяющих полок) должны быть выбраны исходя из короткого замыкания до реактора;

б) выбор шинных разъединителей, выключателей, трансформаторов тока, проходных изоляторов и ошиновки, устанавливаемых до реактора, следует выполнять по значениям тонов короткого замыкания за реактором.

*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, в 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 алого 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

$$i_{уд} \leq i_{дин},$$

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 точность 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

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер},$$

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

$$B_k = \int_0^{t_{отк}} i_t^2 \cdot dt = B_{к.п} + B_{к.а},$$

где  $i_t$  – мгновенное значение 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

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

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.1-1.

Данный способ определения  $B_k$  рекомендуется при вычислении теплового импульса в цепях понизительных подстанций (исключение составляют короткие 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  $B_k$  для двух других случаев короткого замыкания довольно сложно. Подробно методы оценки  $B_k$  для этих случаев описаны в [2, 5].

Для ориентировочных расчетов можно воспользоваться приведенным выражением  $B_k$ . 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  $t_{о.в}$ :

$$t_{отк} = t_{р.з} + t_{о.в}$$

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 по электродинамической стойкости аппараты и проводники, защищенные предохранителями с номинальным током до 60 А включительно, по термической стойкости - проводники и аппараты, защищенные плавкими предохранителями, независимо от номинального тока и типа предохранителей.

В ПУЭ оговорен ряд случаев, когда допустимо не проверять аппараты по режиму короткого замыкания.

Таблица 1-1

*Значение постоянной времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания и ударного коэффициента*

Элементы и части энергосистемы	$T_a, c$	$K_y$
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
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

## 2. Выбор различных видов электрических аппаратов свыше 1000 В

### 2.1. 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 в основном малообъемные масляные выключатели, выключатели с магнитным гашением дуги и вакуумные.

В качестве генераторных выключателей мощных блоков и синхронных компенсаторов применяются воздушные выключатели.

На напряжении 35 ÷ 220 кВ применяются в основном многообъемные масляные выключатели при предельных токах отключения 25 ÷ 50 кА. В сетях 110 и 220 кВ находят применение также воздушные выключатели. В сетях 330 кВ и выше применяются воздушные выключатели. Основные характеристики выключателей, выпускаемых отечественной промышленностью приведены в [5, 6]. При выборе выключателей, как и прочего оборудования, следует стремиться к однотипности, что упрощает эксплуатацию.

Выключатели выбирают:

по номинальному напряжению –  $U_{уст} \leq U_{ном}$

по номинальному току –  $I_{раб.утж} \leq I_{ном}$

по отключающей способности.

По ГОСТу 687-78 отключающая способность выключателя задана тремя показателями:

а) номинальным током отключения  $I_{отк}$  в виде действующего значения периодической составляющей тока;

б) допустимым относительным содержанием аperiodической составляющей тока  $\beta_{ном}$ ;

в) нормированными параметрами восстанавливающего напряжения.

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

$$\tau = t_{з.мин} + t_{с.в},$$

где  $t_{з.мин} = 0,01$  с – минимальное время действия релейной защиты;

$t_{с.в}$  – собственное время отключения выключателя (по каталогу) [5, 6].

Номинальный ток отключения задан в каталоге на выключатели [5, 6].

Допустимое относительное содержание аperiodической составляющей (нормированная асимметрия номинального тока отключения), равно

$$\beta_{ном} = \frac{i_{а.ном}}{\sqrt{2} \cdot I_{отк}},$$

где  $i_{a.ном}$  – аperiodическая составляющая тока в момент размыкания дугогасительных контактов.

$\beta_{ном}$  задано ГОСТом в виде кривой  $\beta_{ном} = f(\tau)$ , приведенной на рис.2-1, или определяется по каталогам.

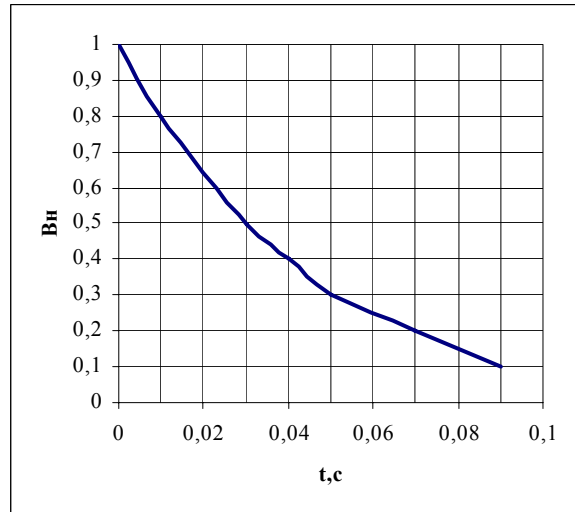


Рисунок 2-1.

При  $\beta_{ном} \leq 0,2$  ее следует считать равной нулю.

В первую очередь производится проверка на симметричный ток отключения по условию

$$I_{n.\tau} \leq I_{отк},$$

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

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

$$i_{a.\tau} \leq i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{отк},$$

где  $i_{a.ном}$  – номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени  $\tau$ .

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

$$\sqrt{2} \cdot I_{n.\tau} + i_{a.\tau} \leq \sqrt{2} \cdot I_{отк} \cdot (1 + \beta_{ном}).$$

Проверка отключающей способности по скорости восстанавливающегося напряжения (СВН), которое появляется между контактами выключателя вслед

за отключением короткого замыкания, требуется только для воздушных выключателей, чувствительных к нему.

Рекомендуется проверять воздушные выключатели в тех случаях, когда отключаемый ток  $I_{n,\tau} > 0,4 \cdot I_{отк}$ . Скорость восстанавливающего напряжения может быть определена по упрощенной формуле

$$v_{\text{в}} = \kappa \frac{I_{n,\tau}}{n},$$

где  $v_{\text{в}}$  – расчетное значение СВН, кВ/мкс;

$I_{n,\tau}$  – периодическая составляющая отключаемого тока короткого замыкания (однофазного. или трехфазного), кА;

$n$  – число воздушных линий, остающихся в работе, после отключения короткого замыкания:  $n = n_{\text{л}} - 1$ , если  $n_{\text{л}} \leq 3$ ;  $n = n_{\text{л}} - 2$ , если  $n_{\text{л}} \geq 4$ ;

$n_{\text{л}}$  – общее число воздушных линий, подключенных к сборным шинам (при числе линий больше четырех, учитывается, что одна из них может находиться в ремонте);

$\kappa$  – коэффициент, зависящий от числа проводов в фазе (для линии с одним проводом в фазе равный 0,2; с двумя - 0,17; с тремя - 0,14).

Если СВН, определенная по упрощенной формуле, превышает 0,4 кВ/мкс, то требуется провести уточненные расчеты, приведенные в [5, 7].

Электродинамическая стойкость выключателя задана номинальным током электродинамической стойкости в виде двух значений: действующее значение предельного сквозного тока короткого замыкания  $I_{\text{пр.с}}$  (по каталогу) и амплитудное значение предельного сквозного тока короткого замыкания (по каталогу)  $i_{\text{пр.с}}$ .

Указанные токи связаны между собой соотношением

$$i_{\text{пр.с}} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot I_{\text{пр.с}} = 2,55 \cdot I_{\text{пр.с}},$$

где  $1,8 = K_{\text{у}}$  – ударный коэффициент, нормированный для выключателей.

Проверка на электродинамическую стойкость выполняется по условиям

$$I_{n,0} \leq I_{\text{пр.с}}, \quad i_{\text{у}} \leq i_{\text{пр.с}},$$

где  $I_{n,0}$  – начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания в цепи выключателя;

$i_{\text{у}}$  – ударный ток короткого замыкания в той же цепи.

Необходимость проверки по двум условиям объясняется тем, что для конкретной системы расчетное значение  $K_{\text{у}}$  может быть более 1,8, указанного ГОСТом для выключателей.

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер},$$

где  $B_k$  – тепловой импульс по расчету;

$I_{тер}$  – предельный ток термической стойкости по каталогу;

$t_{тер}$  – длительность протекания тока термической стойкости, с.

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].

## 2.2. Выбор разъединителей, отделителей, выключателей нагрузки и короткозамыкателей

Разъединители, отделители, выключатели нагрузки выбираются:

по номинальному напряжению –  $U_{уст} \leq U_{ном}$ ;

по номинальному длительному току –  $I_{раб.утж} \leq I_{ном}$ ;

по конструкции, роду установки

по электродинамической стойкости –  $i_y \leq i_{пр.с}$ ;  $I_{н.0} \leq I_{пр.с}$ ,

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

по термической стойкости –  $B_k \leq I_{тер} \cdot t_{тер}$ ,

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:

$$I_{раб.утж} \leq I_{отк}$$

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

Отключающая способность выключателя нагрузки рассчитана на отключение токов рабочего режима.

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

### 2.3. Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока, предназначенные для питания измерительных приборов, выбираются:

по номинальному напряжению –  $U_{уст} \leq U_{ном}$ ;

по номинальному току –  $I_{раб.ут.ж} \leq I_{1ном}$ , 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;

по термической стойкости.

Выбор класса точности определяет назначение трансформатора тока. В соответствии 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  $Z_{2ном}$ , Ом, т.е.

$$Z_2 \leq Z_{2ном}.$$

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

$$Z_2 \approx r_2.$$

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

$$r_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_к.$$

Сопротивление приборов определяется по выражению

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_{2ном}^2},$$

где  $S_{приб}$  – мощность, потребляемая приборами,

$I_{2ном}$  – 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



$$r_{приб} + r_{пр} + r_{к} \leq Z_{2ном}$$

Приняв  $Z_2 = Z_{2ном}$ , определяют  $r_{пр}$ :

$$r_{пр} = Z_{2ном} - r_{приб} - r_{к}$$

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

$$q = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{r_{пр}},$$

где  $\rho$  - 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 ( $\rho = 0,0283$ );  $l_{расч}$  – расчётная длина соединительных проводов, учитывающая схемы включения приборов и трансформаторов тока (рис.2-3)

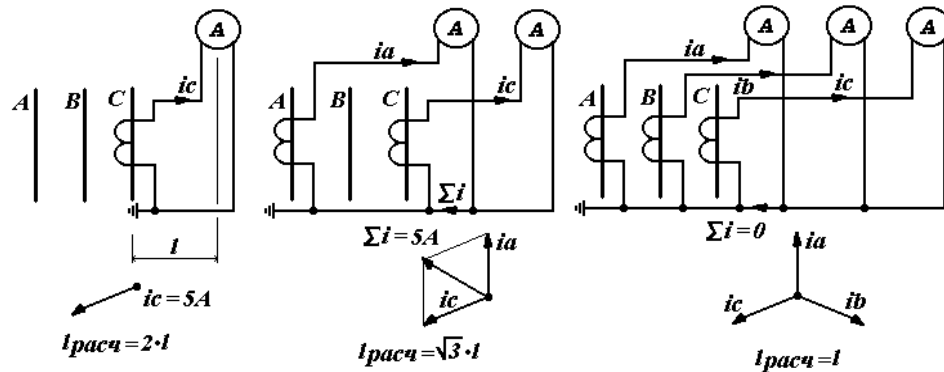


Рисунок 2-3.

Длину соединительных проводов от трансформаторов тока до приборов (в один конец) можно принять для равных присоединений приблизительно равной, м:

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

По условию прочности сечение соединительных проводов не должно быть меньше  $2,5 \text{ мм}^2$ . Сечение больше  $6 \text{ мм}^2$  обычно не применяется.

Электродинамическая стойкость в каталоге задана в одной из двух форм:

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

б) задана кратность номинального тока электродинамической стойкости в виде

$$K_{дин} = i_{дин} / \sqrt{2} \cdot I_{1ном}$$

Условие проверки по электродинамической стойкости

$$i_y \leq i_{дин} \quad \text{или} \quad i_y \leq K_{дин} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1ном}$$

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

а) задана кратность номинального тока термической стойкости в виде

$$K_{тер} = I_{тер} / I_{1ном}$$

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

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

Условие проверки по термической стойкости:

$$B_k \leq (K_{тер} \cdot I_{1ном})^2 \cdot t_{тер} \quad \text{или} \quad B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$$

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

## 2.4. Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения для питания электроизмерительных приборов выбираются:

- по напряжению установки –  $U_{уст} \leq U_{ном}$ ;
- по конструкции и схеме соединения обмоток;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке –  $S_{2\Sigma} \leq S_{2ном}$ ,

где  $S_{2ном}$  – 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, соединенных по схеме открытого треугольника или трехфазный – типа НТМК. При использовании трансформатора напряжения для контроля изоляции в сетях с изолированной или резонансно-заземленной нейтралью (сети 3-35 кВ) следует применить пяти-стержневой трансформатор напряжения НТМИ или группу из трёх однофазных трансформаторов напряжения типа ЗНОМ, ЗНОЛ.

Для определения  $S_{2\Sigma}$  и желаемого класса точности составляют трёхфазную схему включения приборов и реле (рис.2-4), по каталогу [6] находят активные и реактивные мощности, потребляемые приборами.

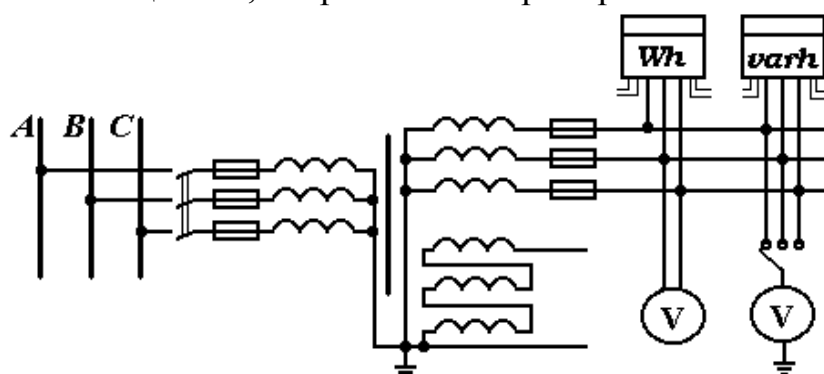


Рисунок 2-4.

Для упрощения расчетов нагрузку приборов можно не разделять по фазам, тогда

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

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

Сечения и длины проводов и кабелей, питающих цепи напряжения счетчиков, следует выбирать так, чтобы потеря напряжения в них составляла не более 0,5 % номинального напряжения вторичной обмотки.

## 2.5. Выбор реакторов

Реактор следует выбирать:

по номинальному напряжению –  $U_{уст} \leq U_{ном}$ ;

по номинальному току –  $I_{раб.утж} \leq I_{ном}$ .

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 определяется по току утяжеленного режима цепи. 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 утяжеленном 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  $x_p = 8 \div 12\%$ .

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 параметрами 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  $I_{н.о}$ . Требуется ограничить  $I_{н.о}$  так, чтобы можно было в данной цепи установить выключатель с номинальным током отключения  $I_{отк}$  (действующее значение периодической составляющей тока отключения). Принимаем  $I_{н.о.треб} = I_{отк}$ . Результирующее сопротивление цепи короткого замыкания до установки реактора определяем по выражению

$$x_{рез} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot I_{н.о}}$$

Требуемое сопротивление цепи короткого замыкания для обеспечения  $I_{н.о.треб}$ .

$$x_{рез}^{треб} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot I_{н.о.треб}}$$

Требуемое сопротивление реактора

$$x_p^{треб} = x_{рез}^{треб} - x_{рез}$$

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

$$x'_{рез} = x_{рез} + x_p,$$

а затем определяем начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания:

$$I_{н.0} = \frac{U_{ср}}{\sqrt{3} \cdot x'_{рез}}.$$

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

$$x_p = x_g.$$

Выбранный реактор проверяется на электродинамическую стойкость по условию

$$i_{\max} \geq i_y^{(3)},$$

где  $i_y^{(3)}$  – ударный ток при трехфазном коротком замыкании за реактором;

$i_{\max}$  – ток электродинамической стойкости реактора (по каталогу).

Термическая стойкость реактора характеризуется током термической стойкости  $I_m$  и временем термической стойкости  $t_m$  (по каталогу).

Условие проверки по термической устойчивости:

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T,$$

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

$$U_{ост} \% = x_p \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot I_{н.0}}{U_{ном}} \cdot 100.$$

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

Выбранный реактор проверяют по потере напряжения в рабочем режиме:

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

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

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

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

### 3. Выбор низковольтных аппаратов

*Рубильники* выбираются:

- по напряжению установки –  $U_{уст} \leq U_{ном}$ ;
- по току нагрузки –  $I_{раб.утяж} \leq I_{ном}$ ;
- по конструктивному выполнению;
- по электродинамической стойкости –  $i_y \leq i_{пр.с}$ ;
- по термической стойкости –  $B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$ .

Номинальный ток  $I_{ном}$ , ток предельный сквозной  $i_{пр.с}$ , ток и время термической стойкости  $I_T$ ,  $t_T$  приводятся в каталогах и справочниках.

*Автоматические воздушные выключатели* (автоматы) выбираются:

- по напряжению установки –  $U_{уст} \leq U_{ном}$ ;
- по роду тока и его значению –  $I_{раб.утяж} \leq I_{ном}$ ;
- по конструктивному выполнению;
- по предельно отключаемому току.

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

по условию  $I_{н.0} \leq I_{отк}$ , где  $I_{н.0}$  – действующее значение периодической составляющей тока трехфазного короткого замыкания в начальный момент;  $I_{отк}$  – действующее значение предельного тока отключения автоматического выключателя;

- по электродинамической стойкости –  $i_y \leq i_{пр.с}$ .

*Токоограничивающие* (быстродействующие) *автоматы* проверяются по условию –  $I_y^{(3)} \leq I_{отк}$ .

Быстродействующие автоматы благодаря токоограничивающему эффекту на электродинамическую стойкость не проверяются.

По термической стойкости проверяются только селективные автоматы –

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T.$$

Здесь  $i_{пр.с}$  – амплитудное значение предельного тока короткого замыкания,  $I_T$  – предельный ток термической стойкости,  $t_T$  – время протекания тока термической стойкости – определяются по каталогам и справочникам.

*Контакторы и магнитные пускатели* выбираются:

- по напряжению установки –  $U_{уст} \leq U_{ном}$ ;
- по роду и значению тока –  $I_{раб.утяж} \leq I_{ном}$ ;
- по мощности подключаемых электродвигателей –  $P_{подк} \leq P_{дон}$ .

*Предохранители* выбираются:

- по напряжению установки –  $U_{уст} \leq U_{ном}$ ;

по току –  $I_{\text{раб.утяж}} \leq I_{\text{ном}}$ ;

по конструкции и роду установки;

по току отключения –  $I_{\text{п.0}} \leq I_{\text{отк.п}}$ ;

где  $I_{\text{отк.п}}$  - предельно 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

Токоведущие части в распределительных устройствах 35 кВ и выше электростанций и подстанций обычно выполняются сталеалюминиевыми проводами АС или АСО. В некоторых конструкциях открытых распределительных устройств часть или вся ошиновка и сборные шины могут выполняться жесткими из алюминиевых труб. Соединение трансформатора с закрытым устройством 6-10 кВ или с комплектным распреустройством 6-10 кВ осуществляется гибким подвесным токопроводом, шинным мостом или закрытым комплектным токопроводом. Все соединения внутри закрытого распреустройства 6-10 кВ, включая сборные шины, выполняются жесткими голыми алюминиевыми шинами прямоугольного или коробчатого сечения.

##### 4.1. Выбор жестких шин

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.

Выбор сечения ошиновки (ответвления от сборных шин к электрическим аппаратам) производится по экономической плотности тока:

$$S = \frac{I_{\text{раб.норм}}}{j_{\text{э}}},$$

где  $I_{\text{раб.норм}}$  - ток нормального режима (без перегрузок);

$j_{\text{э}}$  - нормированная экономическая плотность тока, А/мм<sup>2</sup> [4,5]

Найденное сечение округляется. При этом принимается ближайшее меньшее стандартное сечение, если оно не отличается от экономического значения больше чем на 15%. В противном случае принимается ближайшее большее стандартное сечение [5,6].

Выбранные по экономической плотности тока шины проверяются:

- по допустимому току из условия нагрева;
- на термическую стойкость при коротком замыкании;
- на динамическую стойкость при коротком замыкании.

*Сечение сборных шин* всех напряжений выбирается по допустимому току, так как нагрузка по длине шин неравномерна и на многих участках меньше рабочего тока. По допустимому току выбирается также сечение ошиновки и кабелей резервных линий и резервных трансформаторов собственных нужд, так как они включаются эпизодически; сечение токоведущих частей всех временных

устройств; сечение ошиновки и кабелей в установках до 1000 В, если  $T_{max} < 4500$  ч, так как потери энергии при этом невелики.

*Проверка по допустимому току* – из условий нагрева при максимальных нагрузках утяжеленного режима

$$I_{\text{раб.утж}} < I_{\text{доп}}$$

где  $I_{\text{доп}}$  – допустимый ток на шины выбранного сечения с учётом поправки при расположении шин плашмя или температуре охлаждающей среды, отличной от принятой в таблицах ( $\Theta_{\text{о.ном}} = 25^\circ\text{C}$ ). В последнем случае

$$I_{\text{доп}} = I_{\text{доп.ном}} \cdot \sqrt{\frac{\Theta_{\text{дл.доп}} - \Theta_{\text{о}}}{\Theta_{\text{дл.доп}} - \Theta_{\text{о.ном}}}}$$

Для шин  $\Theta_{\text{дл.доп}} = 70^\circ\text{C}$ ;  $\Theta_{\text{о.ном}} = 25^\circ\text{C}$ ;

$I_{\text{доп.ном}}$  – допустимый ток по таблицам при температуре охлаждающей среды  $\Theta_{\text{о.ном}} = 25^\circ\text{C}$ ,

$\Theta_{\text{о}}$  – действительная температура охлаждающей среды.

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

*Проверка шин на термическую стойкость* при коротком замыкании производится по условию

$$\Theta_{\text{к}} \leq \Theta_{\text{к.доп}}$$

где  $\Theta_{\text{к}}$  – температура шин при нагреве током короткого замыкания;

$\Theta_{\text{к.доп}}$  – допустимая температура нагрева шин при коротком замыкании.

Подробно это условие проверки описано в [3, с. 54], [4, с.195].

При проектировании распределительных устройств и сетей часто возникает необходимость определить минимальное сечение проводника  $S_{\text{min}}$ , отвечающего требованию термической стойкости при коротком замыкании

$$S_{\text{min}} = \sqrt{\frac{B_{\text{к}}}{A_{\text{к}} - A_{\text{н}}}}$$

где  $B_{\text{к}}$  – тепловой импульс, выделяемый током короткого замыкания;

$A_{\text{к}}$  и  $A_{\text{н}}$  – аргументы, определяемые по кривым, соответственно для  $\Theta_{\text{н}}$  и  $\Theta_{\text{к}}$  (начальной и конечной температуры проводника при коротком замыкании).

В приближенных расчетах можно пользоваться упрощенной формулой

$$S_{\text{min}} = \sqrt{B_{\text{к}} / C}$$

где  $C = \sqrt{A_{\text{к}} - A_{\text{н}}}$  при  $\Theta_{\text{н}} = 70^\circ\text{C}$ .

Значение  $C$  для алюминиевых шин и проводов равно 91, для медных шин – 167. Соответствующие значения для кабелей 6 и 10 кВ приведены в таблице [3, 4].

*Проверка шин на электродинамическую стойкость.* Жесткие шины, укрепленные на изоляторах, представляют собой динамическую колебательную систему, на которую воздействуют электродинамические силы. Если собственные частоты колебательной системы шины-изолятор совпадут с частотой изменения электродинамических сил, то нагрузки на шины и изоляторы возрастут.

Если собственная частота меньше 30 и больше 200 Гц, то механического резонанса не возникает. В большинство 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 для алюминиевых шин [8]

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{S}},$$

где  $l$  – длина пролета между изоляторами, м;

$J$  – момент инерции поперечного сечения шины относительно оси, перпендикулярной направлению изгибающей силы, см<sup>4</sup>;

$S$  – поперечное сечение шины, см<sup>2</sup>.

Значение момента инерции берется из таблиц [4, с. 232; 5, т. 3, кн. 1, с. 371].

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

Если  $f_0 < 200$  Гц, то производится специальный расчет шин [2,3,5] с учетом колебаний шин при коротком замыкании.

*Механический расчет однополосных шин* прямоугольного, профильного, круглого или трубчатого сечения, расположенных в одной плоскости. Определяется наибольшее усилие, возникающее при трехфазном коротком замыкании, Н

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot i_y^2 \cdot \frac{l}{a},$$

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.

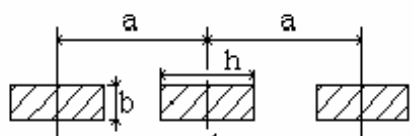
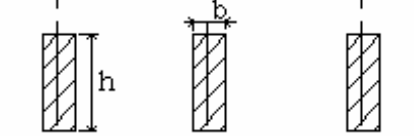
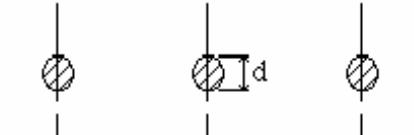
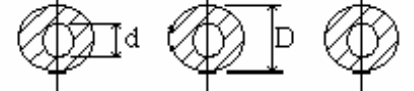
$$M = \frac{F_{расч} \cdot l}{10},$$

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

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

где  $W$  – момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия, см<sup>3</sup> [4,табл.4-2; 5,т.3,кн.1,табл.36-17].

Таблица 4-1.

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

Шины динамически устойчивы, если

$$\sigma_{расч} \leq \sigma_{доп}$$

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

При этом для алюминия марки А0, А1  $\sigma_{доп} = 82,3$  МПа, для алюминиевого сплава марки АД31Т  $\sigma_{доп} = 89,2$  МПа [4, табл.4-3; 5, т.3, кн.1, табл.36-16].

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  $\sigma_{расч}$ .

Методика механического расчёта шин двухполосных, коробчатого сечения, шин, расположенных в вершинах треугольника даётся в [4; 5,т.3,кн.1].

#### 4.2. Выбор шинных изоляторов

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

по номинальному напряжению

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

по допустимой нагрузке

$$F_{расч} \leq F_{доп},$$

где  $F_{расч}$  – сила, действующая на изолятор;

$F_{доп}$  – допустимая нагрузка на головку изолятора

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F_{разр},$$

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

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

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_y^2}{a} \cdot l \cdot k_n \cdot 10^{-7},$$

где  $k_n$  – поправочный коэффициент на высоту шины, если она расположена «на ребро».

$$k_n = \frac{H}{H_{из}}, \quad H = H_{из} + b + \frac{h}{2},$$

где  $H_{из}$  – высота изолятора;

$b$  и  $h$  – размеры шины.

При расположении шин в вершинах треугольника  $F_{расч}$  смотри в [4, табл.4-4].

Проходные изоляторы выбираются:

по напряжению

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

по номинальному току

$$I_{раб.утж} \leq I_{ном};$$

по допустимой нагрузке

$$F_{расч} \leq F_{доп}.$$

Для проходных изоляторов расчетная сила, Н

$$F_{расч} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{i_y^2}{a} \cdot l \cdot 10^{-7}.$$

### 4.3. Выбор гибких шин

В распределительных устройствах 35 кВ и выше применяются гибкие шины, выполненные проводами АС. Сечение гибких шин выбирается:

по экономической плотности тока (ошиновка)

$$S = \frac{I_{\text{раб.норм}}}{j_{\text{э}}};$$

по длительно допустимому току (сборные шины)

$$I_{\text{раб.утж}} \leq I_{\text{дон}};$$

по термическому действию тока короткого замыкания

$$\Theta_k \leq \Theta_{k,\text{дон}} \text{ или } S_{\text{min}} = \sqrt{B_k} / C \leq S,$$

причем, согласно [2] шины, выполненные голыми проводами на открытом воздухе, на термическое действие не проверяются;

по электродинамическому действию тока короткого замыкания.

Гибкие шины крепятся на гирляндах подвесных изоляторов с достаточно большим расстоянием между фазами. Так как 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 на электродинамическое действие токов короткого замыкания (на схлестывание) должны проверяться гибкие шины при мощности короткого замыкания, равной или большей следующих значений:

Номинальное напряжение, кВ	110	150	220	330	500
Мощность короткого замыкания, МВА	4000	6000	8000	12000	18000

Порядок проверки на схлестывание приведен в [4].

Проверка по условиям коронирования делается для гибких проводников при напряжении 35 кВ и выше. Порядок расчета для выбора сечения проводов по условиям короны рассмотрен в [4]. Можно использовать также приведенные в ПУЭ минимально допустимые по условиям короны сечения проводов воздушных линий электропередач: для напряжения 110 кВ – АС-70; 150 кВ – АС-120; 220 кВ – АС-240; 330 кВ – АС-600 или 3хАС-150; 500 кВ – 2хАС-240, или 3хАС-330, или 2хАС-700 [6].

## 5. Пример выбора электрических аппаратов, шин и изоляторов

Для схемы (рис.5-1) рассчитать токи трехфазного короткого замыкания на шинах высшего напряжения (точка К-1) и на шинах низшего напряжения (точка К-2) и выбрать:

выключатель В1 и его разъединитель;

выключатель отходящей линии В2, его разъединитель, трансформатор тока Т.Т. в его цепи;

тип распределительного устройства на низшем напряжении и дать разрез по ячейке отходящей линии с указанием используемых геометрических размеров;

сборные шины низшего напряжения, изоляторы для них и трансформатор напряжения ТН.

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  $I_l = 200$  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 нормалью отключенным для ограничения токов короткого замыкания и включается автоматически при отключении одного из трансформаторов. Трансформаторы работают раздельно. Составляется схема замещения (рис. 5-1 б). Все индуктивные сопротивления приводятся к произвольно выбранной базисной мощности  $S_{\delta} = 100$  МВА;  $X_1 = X_{*c} = 0,04$ .

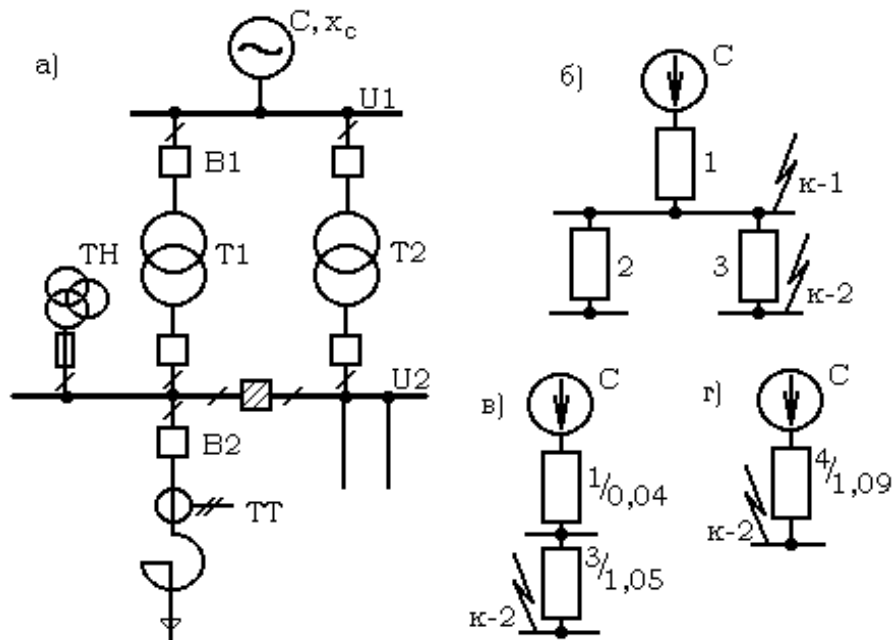


Рисунок 5-1

Расчетное сопротивление трансформаторов

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

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

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

Базисный ток

$$I_{\bar{\sigma}110} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp1}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,5 \text{ кА.}$$

Ток короткого замыкания

$$I_{n,\tau} = I_{n,o} = \frac{I_{\bar{\sigma}110}}{X_1} = \frac{0,5}{0,04} = 12,5 \text{ кА,}$$

так как источник – энергосистема.

Ударный ток (амплитудное значение) трехфазного короткого замыкания

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

где  $k_y = 1,608$  из табл.1-1.

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

Базисный ток

$$I_{\bar{\sigma}10,5} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp2}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА.}$$

Ток короткого замыкания

$$I_{n,\tau} = I_{n,o} = \frac{I_{\bar{\sigma}10,5}}{X_4} = \frac{5,5}{1,09} = 5,045 \text{ кА.}$$

Амплитудное значение ударного тока

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

где  $k_y = 1,82$  из табл.1-1.

Намечаем к установке на отходящей линии выключатель ВМПП-10-630-20 с током отключения  $I_{отк} = 20$  кА. Так как  $I_{n,\tau} = 5,045$  кА меньше тока отключения, то установка реактора на отходящей линии не требуется.

Выбор выключателя В1 и разъединителя Р1 в цепи высшего напряжения силового трансформатора.

Расчетный рабочий ток нормального режима

$$I_{раб.норм} = \frac{2}{3} \cdot \frac{S_{ном.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{2}{3} \cdot \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 35,03 \text{ А.}$$

Расчетный ток утяжеленного режима



$$I_{\text{раб.утж}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1,4 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 73,6 \text{ А.}$$

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 маломасляный трехполюсный типа ВМТ-110-20/1000 с собственным временем отключения  $t_{\text{с.в}} = 0,04$  с. Привод к выключателю пружинный типа ППК-2300. Расчетное значение периодической составляющей тока короткого замыкания  $I_{\text{n},\tau} = I_{\text{n},0} = 12,5$  кА (удаленное короткое замыкание). Расчетное время  $\tau = t_{\text{з,мин}} + t_{\text{с.в.}} = 0,01 + 0,04 = 0,05$  с.

Апериодическая составляющая тока короткого замыкания для ветви энергосистемы

$$i_{\text{a},\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{n},0} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 12,5 \cdot e^{-\frac{0,05}{0,02}} = 1,78 \text{ кА.}$$

Постоянная времени  $T_a$  взята из табл. 1-1.

Завод-изготовитель гарантирует выключателю апериодическую составляющую в отключаемом токе для времени  $\tau$

$$i_{\text{a,ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{ном}} \cdot I_{\text{отк}} = \sqrt{2} \cdot 0,3 \cdot 20 = 8,46 \text{ кА,}$$

где  $\beta_{\text{ном}}$  определяется по кривой рис.2-1 для  $\tau = 0,05$  с.

Тепловой импульс, выделяемый током короткого замыкания

$$B_K = I_{\text{n},0}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_a) = 12,5^2 \cdot (0,18 + 0,02) = 31,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с,}$$

здесь  $t_{\text{отк}} = t_{\text{р.з.}} + t_{\text{о.в.}} = 0,1 + 0,08 = 0,18$  с;

$t_{\text{р.з.}}$  – время действия основной защиты трансформатора, равное 0,1 с;

$t_{\text{о.в.}}$  – полное время отключения выключателя ВМТ-110-20/1000, равное 0,08 с.

Все расчетные и каталожные данные сводим в таблицу 5-1.

Выбираем по каталогу или справочнику [5,6] разъединитель типа РНДЗ-1-110/630. Привод ПДН-1 (или ПРН-220М).

Таблица 5-1.

Расчетные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВМТ-110-20/1000	Разъединитель РНДЗ-1-110/630
$U_{\text{уст}} = 110$ кВ	$U_{\text{ном}} = 110$ кВ	$U_{\text{ном}} = 110$ кВ
$I_{\text{раб.утж}} = 73,6$ А	$I_{\text{ном}} = 1000$ А	$I_{\text{ном}} = 630$ А
$I_{\text{n},\tau} = 12,5$ кА	$I_{\text{отк}} = 20$ кА	-

$i_{a,\tau} = 1,78 \text{ кА}$	$i_{a,ном} = 8,46 \text{ кА}$	-
$I_{n,o} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{np.c} = 20 \text{ кА}$	-
$i_y = 28,34 \text{ кА}$	$i_{np.c} = 52 \text{ кА}$	$i_{np.c} = 80 \text{ кА}$
$B_K = 31,25 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_m^2 \cdot t_m = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_m^2 \cdot t_m = 1452 \text{ кА}^2\text{с}$

Выбор выключателя отходящей линии В5. На отходящей линии с рабочим током  $I_{л} = 200 \text{ А}$  принимаем к установке выключатель ВМПП-10-630-20 [5, 6] с приводом типа ППВ. Собственное время отключения выключателя  $t_{c.в.} = 0,1 \text{ с}$ ; расчетное время  $\tau = t_{з.мин} + t_{c.в.} = 0,01 + 0,1 = 0,11$ .

Расчетное значение периодической составляющей тока короткого замыкания

$$I_{n,\tau} = I_{n,o} = 5,045 \text{ кА.}$$

Апериодическая составляющая тока короткого замыкания

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 5,045 \cdot e^{-\frac{0,11}{0,05}} = 0,71 \text{ кА.}$$

Постоянная времени  $T_a$  взята из табл. 1-1.

Завод-изготовитель гарантирует выключателю апериодическую составляющую в отключаемом токе для времени  $\tau$

$$i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{отк} = \sqrt{2} \cdot 0,1 \cdot 20 = 2,82 \text{ кА,}$$

где  $\beta_{ном}$  определяется по кривой рис.2-1 для  $\tau = 0,11 \text{ с}$ .

Тепловой импульс, выделяемый током короткого замыкания

$$B_K = I_{n,o}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) = 5,045^2 \cdot (0,62 + 0,05) = 17,05 \text{ кА}^2\text{с,}$$

здесь  $t_{отк} = t_{p.з.} + t_{o.в.} = 0,5 + 0,12 = 0,62 \text{ с}$ ;

$t_{p.з.}$  – время действия максимальной токовой защиты линии, равное 0,5 с;

$t_{o.в.}$  – полное время отключения выключателя ВМПП-10, равное 0,08 с [5,6].

Все расчетные и каталожные данные сводим в таблицу 5-2.

Таблица 5-2.

Расчетные данные	Каталожные данные
	Выключатель ВМПП-10-630-20
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{раб.утж} = 200 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$
$I_{n,\tau} = 5,045 \text{ кА}$	$I_{отк} = 20 \text{ кА}$
$i_{a,\tau} = 0,71 \text{ кА}$	$i_{a,ном} = 2,82 \text{ кА}$

$I_{n,o} = 5,045 \text{ кА}$	$I_{np.c} = 20 \text{ кА}$
$i_y = 12,98 \text{ кА}$	$i_{np.c} = 52 \text{ кА}$
$B_K = 17,05 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_m^2 \cdot t_m = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$

Распределительное устройство принимается комплектным из шкафов КРУ серии К-ХП. Разъединители в КРУ встроенные, втычного типа, завод-изготовитель гарантирует им необходимые параметры для работы совместно с выключателем ВМП-10. Проверка разъединителей КРУ не производится.

Выбор трансформатора тока в цепи отходящей линии 10 кВ. В шкафу КРУ К-ХП устанавливается трансформатор тока типа ТЛМ-10-200-0,5/Р [5, т.2]. Перечень необходимых измерительных приборов выбираем по [4, с.370; 5, с.304]. На линии 10 кВ устанавливаются : амперметр, счетчик активной и реактивной энергии. Схема включения приборов показана на рисунке 5-2.

Сравнение расчетных и каталожных данных приведено в таблице 5-3.

Таблица 5-3.

Расчетные данные	Каталожные данные
	ТЛМ-10-200-0,5/Р
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{раб.утж} = 200 \text{ А}$	$I_{1ном} = 200 \text{ А}$
$i_y = 12,98 \text{ кА}$	$i_{дин} = \kappa_{дин} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1ном} = 350 \cdot \sqrt{2} \cdot 0,2 = 98,99 \text{ кА}$
$B_K = 17,05 \text{ кА}^2\text{с}$	$(\kappa_m \cdot I_{1ном})^2 \cdot t_m = (45 \cdot 0,2)^2 \cdot 4 = 324 \text{ кА}^2\text{с}$

Для проверки трансформаторов тока по вторичной нагрузке, пользуясь схемой включения и каталожными данными приборов [6], определяем нагрузку по фазам для наиболее загруженного трансформатора тока ( таблица 5-4).

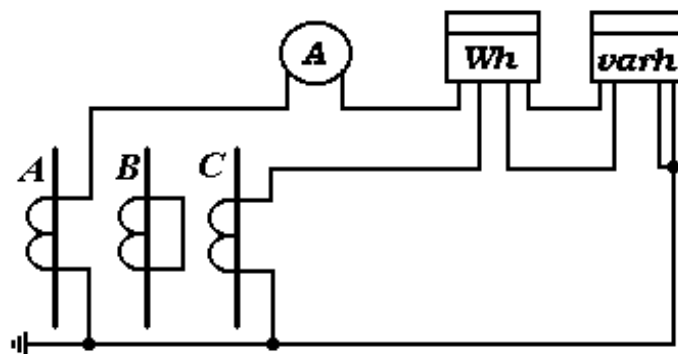


Рисунок 5-2.

Таблица 5-4.

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА, фазы		
		А	В	С
Амперметр	Э-377	0,1	-	-
Счетчик активной энергии	И-675	2,5	-	2,5
Счетчик реактивной энергии	И-673М	2,5	-	2,5
Итого		5,1	-	5,0

Из таблицы 5-4 видно, что наиболее загружен трансформатор тока фазы А.

Общее сопротивление приборов

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{5,1}{25} = 0,204 \text{ Ом.}$$

Вторичная номинальная нагрузка трансформатора тока в классе точности 0,5 составляет 10 ВА или

$$z_{2\text{ном}} = \frac{S_{2\text{ном}}}{I_2^2} = \frac{30}{25} = 0,4 \text{ Ом.}$$

Сопротивление контактов при трех приборах принимаем 0,05 Ом, тогда сопротивление проводов

$$r_{\text{пр}} = z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{конт}} = 0,4 - 0,204 - 0,05 = 0,146 \text{ Ом.}$$

Принимаем длину соединительных проводов с алюминиевыми жилами 4 м, определяем сечение

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 4}{0,146} = 1,34 \text{ мм}^2.$$

По условию механической прочности принимаем контрольный кабель сечением 2,5 мм<sup>2</sup>.

Выбор трансформатора напряжения на сборных шинах 10 кВ. Трансформатор напряжения предназначен для питания параллельных катушек измерительных приборов и для контроля изоляции в сетях с малыми токами замыкания на землю, поэтому целесообразно использовать трехфазный пятистержневой трансформатор напряжения типа НТМИ-10-66. Подсчет нагрузки основной обмотки приведен в таблице 5-5.

Трансформатор напряжения устанавливается на каждой секции сборных шин и к нему подключаются измерительные приборы всех присоединений данной секции (число линий = 3+ силовой трансформатор), а также приборы контроля изоляции сети 10 кВ. Перечень необходимых приборов выбираем по [4, с.370] или [5, с.304].

Таблица 5-5.

Прибор	Тип	Потр. мощность ка- тушки, ВА	Число ка- тушек	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	Число при- боров	Общая потреб- ляемая мощ- ность	
							P, Вт	Q, Вт
Вольтметр	Э-337	2,0	1	1	0	2	4	-
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-
Счетчик актив- ной энергии	И-675	3 Вт	2	0,38	0,925	4	6	14,6
Счетчик реак- тивной энергии	И-673М	3 Вт	2	0,38	0,925	4	6	14,6
Итого							19	29,2

Вторичная нагрузка

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{19^2 + 29,2^2} = 34,83.$$

Выбранный трансформатор напряжения НТМИ-10-66 имеет номиналь- ную мощность в классе точности 0,5, необходимом для присоединения счетчи- ков, 120 ВА. Таким образом  $S_{2\Sigma} = 34,83 < S_{ном} = 120$  ВА, трансформатор будет работать в выбранном классе точности.

Выбор сборных шин 10 кВ. Так как распределение нагрузки по шинам известно, выбор производим по току самого мощного присоединения – силово- го трансформатора.

Ток нормального режима

$$I_{раб.норм} = \frac{2}{3} \cdot \frac{S_{ном.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{2}{3} \cdot \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 367 \text{ А.}$$

Расчетный ток утяжеленного режима

$$I_{раб.утж} = \frac{1,4 \cdot S_{ном.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1,4 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 770,7 \text{ А.}$$

Сборные шины по экономической плотности тока не выбираются, поэто- му сечение выбираем по допустимому току. Принимаем

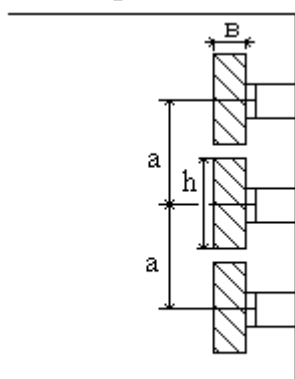


Рисунок 5-3.

алюминиевые шины однополосные сечением 60х6 мм<sup>2</sup> с допустимым током  $I_{доп} = 870$  А. В выбранном ранее распределительном устройстве типа КРУ серии К-ХП сборные шины установлены, как показано на рисунке 5-3. Так как большая грань расположена плашмя на изоля- торе, то допустимый ток следует уменьшить на 5%, т.е.  $I'_{доп} = 826,5 > I_{раб.утж} = 770,7$  А

Проверка шин на термическую стойкость. Мини- мальное сечение проводника по термической устойчи-

$$S_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}$$

тепловой импульс, выделяемый током короткого замыкания на сборных шинах:

$$B_K = I_{n,o}^2 \cdot (t_{отк} + Ta) = 5.045^2 \cdot (0.62 + 0.05) = 17.05 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$t_{отк} = t_{p.з.} + t_{o.в.} = 0,5 + 0,12 = 0,62 \text{ с.}$$

$$S_{\min} = \frac{\sqrt{17,05 \cdot 10^6}}{91} = 45,37 \text{ мм}^2. < S_{шин} = 360 \text{ мм}^2,$$

где  $C=91$  для алюминиевых шин.

Шины термически устойчивы.

*Проверка на динамическую устойчивость.* Определим частоту собственных колебаний конструкции при взаимодействии шинной конструкции в горизонтальной плоскости:

$$f_o = \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{S}} = \frac{173,2}{0,9^2} \cdot \sqrt{\frac{10,8}{3,6}} = 370,4 \text{ Гц},$$

где  $l$  – длина пролета между изоляторами, равная шагу ячейки К-ХП;  $l = 0,9$  м;

$J$  – момент инерции шины по табл. [4, с.232; 5, т.3, кн.1, с.371],

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12} = \frac{0,6 \cdot 6^3}{12} = 10,8 \text{ см}^4.$$

Так как  $f_o > 200$  Гц, то расчет можно вести без учета колебательного процесса в шинной конструкции.

Определяем наибольшее усилие

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot i_y^2 \cdot \frac{l}{a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot 12,98^2 \cdot 10^6 \cdot \frac{0,9}{0,27} = 97,27 \text{ Н.}$$

Здесь  $l = 0,9$  м;  $a = 0,27$  м (см. рис.5-3).

Напряжение в материале шины

$$\sigma_{расч} = \frac{F_{расч} \cdot l}{10 \cdot W} = \frac{97,27 \cdot 0,9}{10 \cdot 3,6} = 2,43 \text{ МПа.}$$

Момент сопротивления шины

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

для алюминия  $\sigma_{дон} = 82,3 \text{ МПа} > \sigma_{расч} = 2,43 \text{ МПа.}$

Итак,  $\sigma_{расч} < \sigma_{дон}$ , значит шины динамически устойчивы.

*Выбор изоляторов.* Выбираем опорные изоляторы для внутренней установки типа ОФ-10-375УЗ. Проверяем их по допустимой нагрузке:

$$F_{расч} = 97,27 \text{ Н; по табл. 5-7 [6] } F_{разр} = 3675 \text{ Н;}$$

$$F_{\text{дон}} = 0,6 \cdot F_{\text{разр}} = 0,6 \cdot 3675 = 2205 \text{ Н.}$$

Итак,  $F_{\text{расч}} = 97,27 < F_{\text{дон}} = 2205 \text{ Н.}$

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.

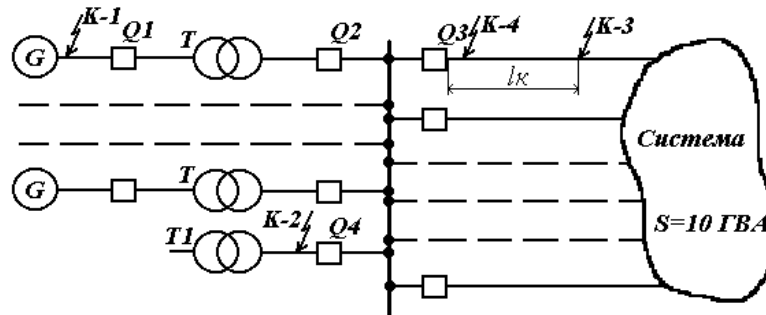


Рисунок 6-1.

Генераторы (4 штуки):

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

Трансформаторы Т:

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

Трансформатор Т1 (резервный трансформатор собственных нужд):

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

Линии электропередач:

6 воздушных ЛЭП 220 кВ по 100 км каждая;  $x_{yd}^{(1)}=0,4$  Ом/км;  
 $x_{yd}^{(0)}=2 \cdot x_{yd}^{(1)}=0,8$  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).  $I_{n,o}=65,5$  кА.

Претенденты : МГУ-20-90/9500 ценой 4,84 тыс. руб. [6];

ВВГ-20-160/12500 ценой 30,5 тыс. руб.

Соотношения  $I_{n,o}/I_{n,отк}=65,5/90=0,73 \approx 1,0$  для МГУ;  $65,5/160=0,41 \approx 0,6$  для ВВГ и сведения из ГОСТ 687-78 (табл.10-1 [3], например) позволяют построить график гарантированного восстановления прочности дугогасящего промежутка первогасящей фазы или хотя бы оценить допустимую величину средней скорости восстановления напряжения. Для МГУ  $U_{дон}=0,5$  кВ/мкс и  $U_c=30$  кВ, для ВВГ соответственно 1,25 кВ/мкс и 32 кВ.

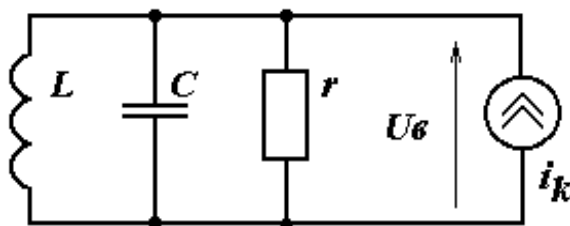


Рисунок 6-2.

Схема замещения для расчета восстанавливающегося напряжения представлена на рисунке 6-2. Индуктивность в ней обусловлена всей системой и определяется по выражению



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

Емкость  $C$  складывается из емкостей [3]:

-силового трансформатора

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

-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 восстанавливающее напряжение

$$U_e \approx E_m \cdot [1 - \cos(\omega_0 \cdot t)];$$

$$E_m = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot \omega \cdot L = \sqrt{2} \cdot 65,5 \cdot 314 \cdot 4,4 \cdot 10^{-4} = 12,9 \text{ кВ};$$

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

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

Наибольшее значение восстанавливающего напряжения

$$U_{vmax} = \kappa_a \cdot E_m = 2 \cdot 12,9 = 25,8 \text{ кВ.}$$

Средняя скорость восстановления напряжения на участке первого его пика

$$U_{cp} = 2 \cdot f_0 \cdot U_{vmax} = 2 \cdot 8,7 \cdot 10^4 \cdot 25,8 = 4,5 \text{ кВ/мкс} > U_{don} = 0,5 \text{ кВ/мкс.}$$

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

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

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

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

Поэтому восстанавливающееся напряжение экспоненциально

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

и имеет скорость изменения

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

наибольшее значение этой скорости

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

Здесь даже  $U_{max} < U_{don} = 0,5 \text{ кВ/мкс}$  и выключатель ВВГ-20-160/12500 проходит по отключающей способности.

Выключатели ГУ-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 рисунке 6-3 представлены свернутые к точке К-2 схемы замещения всей системы для токов прямого (а) и нулевого (б) следования фаз. Величины сопротивлений определены при  $S_{\sigma} = 1000 \text{ МВА}$  ( $U_{\sigma} = 230 \text{ кВ}$ ;  $I_{\sigma} = 2,5 \text{ кА}$ ).

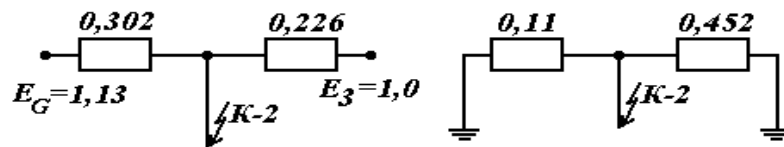


Рисунок 6-3.

Ток трехфазного к.з.

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

ток однофазного к.з.

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

Для расчета параметров восстанавливающегося напряжения необходимо знать величины:

- волновых сопротивлений ЛЭП:  
прямой последовательности  $z_l = 955 \cdot x_{yd}^{(1)} = 955 \cdot 0,4 = 382 \text{ Ом}$ ,  
нулевой последовательности  $z_0 = 955 \cdot x_{yd}^{(0)} = 955 \cdot 0,8 = 764 \text{ Ом}$ ;
- индуктивности обобщенного блока ( $n_{\sigma}$  – число блоков):  
прямой последовательности

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

нулевой последовательности

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

- емкости оборудования, подключенного к шинам РУ ( $n_l$  – число ЛЭП),  
 $C \approx n_{\delta} \cdot C_T + (n_{\delta} + n_l) \cdot (C_B + C_{TT} + 2 \cdot C_P) + C_{Ш} + 2 \cdot C_{TH} =$   
 $= [4 \cdot 3,2 + (4 + 6) \cdot (0,1 + 0,5 + 2 \cdot 0,1) + 0,11 + 2 \cdot 0,5] \cdot 10^{-9} = 2,3 \cdot 10^{-8} \text{ Ф}.$

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  $I_{н,о}/I_{н,отк} = 20,4/31,5 = 0,65 \approx 1,0$ . Нормированные ГОСТ 687-78 параметры гарантированного восстановления прочности здесь определяются тремя точками, имеющими координаты 1) 0;0      2)  $t_1; U_1$       3)  $t_2; U_2$ .

$$\text{Причем, } U_1 = K_{nc} \cdot \sqrt{2} \cdot U_{\text{раб, max}} / \sqrt{3}; \quad U_2 = K_a \cdot U_1,$$

где  $K_{nc}$  – коэффициент первогазящей фазы;

$K_a$  – коэффициент превышения максимального переходного восстанавливающегося напряжения над амплитудой возвращающегося напряжения.

В рассматриваемом примере (см., например, табл.10-2 [3])

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

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

$$U_{\text{дон}} = U_1/t_1 = 268/222 = 1,2 \text{ кВ/мкс}.$$

Итак, отключение к.з. на выводах наиболее нагруженного выключателя (выключатель Q4, точка к.з. К-2, рисунок 6-1).

а) трехфазное к.з. Схема замещения для расчета процесса восстановления напряжения представлена на рисунке 6-2.

Ее параметры:

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

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

$$C = 2,3 \cdot 10^{-8} \text{ Ф}; \quad d = 2 \cdot 76,4 \cdot \sqrt{\frac{2,3 \cdot 10^{-8}}{3,2 \cdot 10^{-2}}} = 0,13 < 1,$$

поэтому процесс восстановления напряжения – экспоненциальный, при

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

Начальная скорость восстановления напряжения

$$U_{\text{max}} = 76,4 \cdot 290 \cdot 10^{-6} / 3,2 \cdot 10^{-2} = 0,69 \text{ кВ/мкс} < U_{\text{дон}} = 1,2 \text{ кВ/мкс}.$$

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 рисунке 6-4.

Она имеет следующие параметры:

$$r = \frac{2}{3} \cdot \frac{z_1}{n_n} = \frac{2}{3} \cdot \frac{382}{6} = 42,4;$$

$$L = \frac{2}{3} \cdot L_1 = \frac{2}{3} \cdot 5,09 \cdot 10^{-2} = 3,4 \cdot 10^{-2} \text{ Гн}; C = \frac{3}{2} \cdot C_1 = \frac{3}{2} \cdot 2,3 \cdot 10^{-8} = 3,4 \cdot 10^{-8} \text{ Ф};$$

$$r' = \frac{1}{3} \cdot \frac{z_n}{n_n} = \frac{382}{3 \cdot 6} = 21,2 \text{ Ом}; L' = L_0/3 = 1,86 \cdot 10^{-2}/3 = 6,2 \cdot 10^{-3} \text{ Гн};$$

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

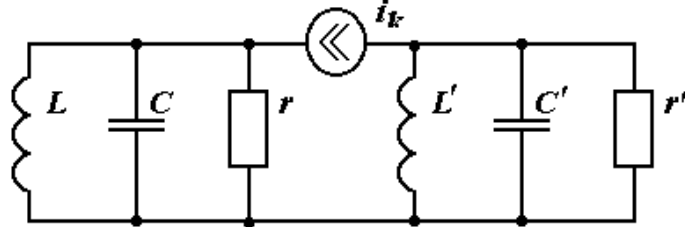


Рисунок 6-4.

Показатели затухания переходного процесса в обеих половинках схемы рисунок 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:

$$U_g = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot \omega [L \cdot (1 - e^{-rt/L}) + L' \cdot (1 - e^{-r't/L'})].$$

Наибольшая скорость его изменения

$$U_{max} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot \omega (r + r') = 2 \cdot 20,2 \cdot 314 \cdot (42,4 + 21,2) \cdot 10^{-6} = 0,57 \text{ кВ/мкс}.$$

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 рисунке 6-1). Трехфазное к.з. имеет  $I_{n,o} = 4,5$  кА. Для выбранного выключателя  $I_{n,o}/I_{n,отк} = 4,5/31,5 = 0,14 < 0,3$ . Параметры гарантированного восстановления прочности по ГОСТ 687-78:

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

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

Схема замещения для расчета восстанавливающегося напряжения имеет вид, представленный на рисунке 6-4. Ее параметры:

$$L_{\sigma 1} = \frac{x_2 + x_m}{(n_\sigma - 1) \cdot \omega} = \frac{40,6 + 23,3}{(4 - 1) \cdot 314} = 6,8 \cdot 10^{-2} \text{ Гн};$$

$$L_{\sigma 0} = \frac{x_m}{(n_\sigma - 1) \cdot \omega} = \frac{23,3}{(4 - 1) \cdot 314} = 2,5 \cdot 10^{-2} \text{ Гн};$$

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

$$C' = C_T = 3,2 \cdot 10^{-9} \text{ Ф}; L' = L_T = \frac{11}{100} \cdot \frac{220^2}{250 \cdot 314} = 6,8 \cdot 10^{-2} \text{ Гн}.$$

Восстанавливающее на Q2 напряжение

$$U_g = U_{un} + U_T,$$

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

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

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

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

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

$U_{cp} = 2 \cdot f_0 \cdot \sqrt{2} \cdot 2 \cdot I_{n,o} \cdot \omega L = 2 \cdot 1,08 \cdot 10^4 \cdot 2 \cdot \sqrt{2} \cdot 4,5 \cdot 314 \cdot 6,8 \cdot 10^{-2} \cdot 10^{-6} = 5,9$  кВ/мкс, что меньше  $U_{дон} = 6,0$  кВ/мкс.

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

*Отключение не удаленного к.з.* на шинах воздушной линии электропередач (выключатель Q3, точка К-3 на рисунке 6-1). По данным [10] наиболее тяжелое отключение имеет место в случае. Когда ток в месте не удаленного к.з. составляет 0,75 от тока к.з. в начале линии. Расчеты для трехфазных к.з. дают для точки К-4  $I_{n,o} = 19,4$  кА, для точки К-3  $I_{n,o} = 0,75 \cdot 19,4 = 14,6$  кА;  $l_k = 6,0$  км. Для выключателя ВВБ-220-31,5/2000  $I_{n,o}/I_{n,отк} = 14,6/31,5 \approx 0,6$ .

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;  
 $U_{дон} = 268/111 = 2,4$  кВ/мкс.

Схема замещения для расчета  $U_e$  (см. рис.6-4).

Параметры этой схемы:

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

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

$$L = 3,2 \cdot 10^{-2} \text{ Гн}; \quad C = 2,3 \cdot 10^{-8} \text{ Ф}; \quad r' = \frac{3 \cdot z_1 \cdot z_0}{(z_1 + 2z_0)} = \frac{3 \cdot 382 \cdot 764}{382 + 2 \cdot 764} = 458,4 \text{ Ом}; \quad C' = 0.$$

Амплитуда напряжения на линейном контакте выключателя

$$U_{max} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot x_{yd}^{(1)} \cdot l_k = 2 \cdot 14,6 \cdot 0,4 \cdot 6 = 50 \text{ кВ.}$$

Период изменения напряжения на этом контакте

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

Восстанавливающееся (до первого пика) напряжение

$$U_e = U_{ш} - U_n = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot \omega [L \cdot (1 - e^{-r \cdot t/L}) + r' \cdot t],$$

его скорость

$$U_{max} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot \omega (r + r') = 2 \cdot 14,6 \cdot 314 \cdot (91,7 + 458,4) \cdot 10^{-6} = 3,6 \text{ кВ/мкс}$$

оказалось выше допустимого ( $U_{дон} = 2,4$  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  $R_{ш} = 4 \cdot 100 = 400$  Ом снижает скорость восстановления напряжения по крайней мере до уровня

$$U_{R_{ш}} = U \cdot \frac{R_{ш}}{R_{ш} + z_{л}} = 3,6 \cdot \frac{400}{400 + 382} = 1,8 \text{ кВ/мкс.}$$

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

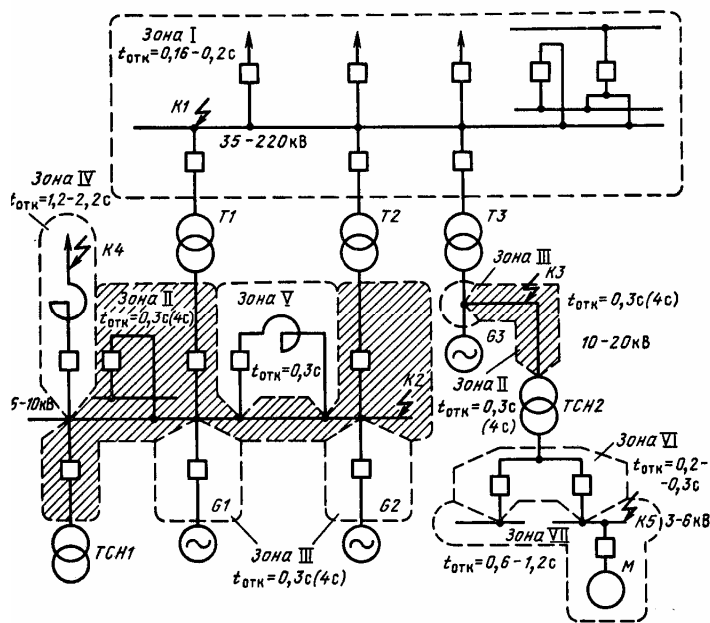
Анализ показывает, что выключатель ВВБ-220-31,5/2000 отключает ток к.з. во всех расчетных режимах.

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

Расчетные условия должны быть определены с достаточной точностью и с учетом реальных условий, в которых работает данная цепь.

Даже приближенный анализ работы различных присоединений, подключаемых к шинам одного и того же напряжения, показывает, что расчетные условия по токам КЗ для них могут быть различными.

В качестве примера рассмотрим случай определения расчетного тока КЗ для цепей генератора G1 и трансформатора собственных нужд, присоединенных к одним и тем же шинам



ТЭЦ. При повреждении на выводах ТСН1 от сборных шин генераторного распределительного устройства через его выключатель протекает ток КЗ от всех генераторов системы  $I_{к, \Sigma}$ . При повреждении на сборных шинах генераторного напряжения через выключатель не будет проходить большой ток, так как электродвигатели собственных нужд, которые могут явиться его источником, отдалены от места к.з. большим сопротивлением трансформатора.

тора.

В других условиях находится присоединение генератора G1. При КЗ на выводах по его цепи протекает ток от всех источников энергосистемы  $I_{к, \Sigma}$ , за вычетом собственного тока генератора  $I_{к, G1}$ . При КЗ на собственных сборных шинах генераторного напряжения по цепи потечет только ток генератора  $I_{к, G1}$ .

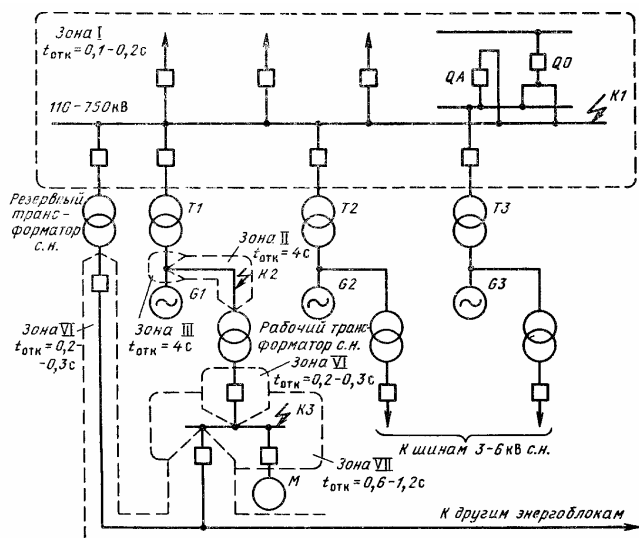
Расчетные условия могут изменяться и в пределах одного присоединения в зависимости от положения точки КЗ. Особенно это заметно в случае одного присоединения реактированной линии. Токи КЗ будут значительно отличаться в зависимости от того, произошло повреждение до реактора или после него. Такое различие расчетных условий в пределах одной электроустановки может усложнить их определение, выбор и проверку оборудования. Для сокращения объема вычислительной работы обычно используют тот факт, что в электроустановках существуют группы цепей, которые в отношении режима короткого замыкания находятся примерно в одинаковых условиях. Это обязательно позволяет разбить всю схему электроустановки на зоны, в которых устанавливаются те или иные расчетные условия.

Рассмотрим, как образуются расчетные зоны для схемы ТЭЦ.

Генераторы G1 и G2 включены на шины генераторного РУ, а генератор G3 включен по схеме блока на шины ВН (35-220 кВ). 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 КЗ, определенным для точки К1 на сборных шинах 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 КЗ, 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 КЗ 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 КЗ на сборных шинах 6-10 кВ ТЭЦ, т.е. по точке К2.

Для ответвления от блока генератор – трансформатор к трансформатору собственных нужд, которое также относится к зоне 2, расчетные токи КЗ берут по точке КЗ, 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 КЗ определяется всякий раз, исходя из двух крайних случаев возможных коротких замыканий.

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

$$I_{к,расч} = I_{к,\Sigma} - I_{к,G1}.$$

Установив токи КЗ, выбирают худший случай.

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

Время отключения для зоны 3 определяется с учетом действия дифференциальной защиты генератора или блока, т.е.  $t_{омк} = 0,3$  с, а при мощности генератора 60 МВт и более ( $t_{омк} = 0,4$  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 кз на участке между сборными шинами и реактором маловероятны, между тем выбор ошиновки и аппаратов по токам кз 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.

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 кз 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 кз, определенного в точке К5, включая подпитку от электродвигателей собственных нужд.

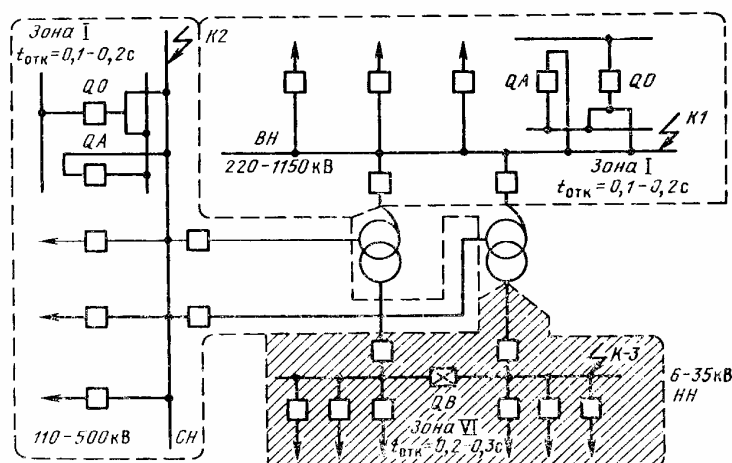
Цепи зоны 6 аналогичны по своим свойствам цепям генератора. В зависимости от положения цепей относительно точки кз по ним протекает только ток от электродвигателей или ток от генераторов, проходящий через ТСН2. При этом ток подпитки от электродвигателей собственных нужд, как правило, может иметь решающее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

Все, что было выше изложено в отношении определения расчетных условий по токам кз для электростанций типа ТЭЦ, может быть отнесено и к случаю

блочной электростанции. Однако для зоны 1 электростанций с энергоблоками большой мощности следует определить уточненные значения токов кз 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 кз 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.

При определении расчетных условий по токам кз для понизительной подстанции по существу



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.

## 8. Выбор основного оборудования электростанций

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 энергетическому оборудованию ТЭС и АЭС относятся турбины, котлы на ТЭС, парогенераторы и реакторы на АЭС, гидротурбины на ГЭС.

*Выбор турбин.* На ТЭС одновременно с выбором числа и мощности паровых турбин решается вопрос о начальных параметрах пара. Объясняется это тем, что мощности паровых турбин, изготавливаемых отечественными заводами, уже привязаны к определенным начальным параметрам пара.

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.

Тип турбины на АЭС выбирают в зависимости от типа реакторов и структурной технологической схемы.

*Выбор реакторов.* При выборе реактора на АЭС руководствуются не только соображениями надежного и экономичного энергоснабжения потребителей, но и исследовательскими целями по изучению новых перспективных видов конструкции реакторов. Техничко-экономические показатели реакторов улучшаются с повышением их мощности. Поэтому при проектировании АЭС стремятся устанавливать реакторы предельной мощности. Значение последней может быть ограничено конструктивными размерами активной зоны или предельными по условиям транспортировки габаритами корпуса.

*Синхронные генераторы.* 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 парамет-

рах охлаждения и номинальных значениях мощности и напряжения, указанных в паспорте генератора.

*Номинальная полная мощность* генератора определяется по следующей формуле, кВА:

$$S_{ном} = \sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot I_{ном}.$$

*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:

$$P_{ном} = S_{ном} \cdot \cos \varphi_{ном}.$$

Номинальные мощности турбогенераторов должны соответствовать ряду мощностей, МВт:

2,5	4	6	12	30	50	60 (63)	100	150 (160)	200	300	500	800	1200
-----	---	---	----	----	----	------------	-----	--------------	-----	-----	-----	-----	------

*Номинальный ток ротора* – наибольший ток возбуждения генератора, при котором обеспечивается отдача генератором его номинальной мощности при отклонении напряжения статора в пределах  $\pm 5\%$  номинального значения и при номинальном коэффициенте мощности.

*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.

Каждый генератор характеризуется также КПД при номинальной нагрузке и номинальном коэффициенте мощности. Для современных генераторов номинальный коэффициент полезного действия колеблется в пределах 96,3 – 98,8%.

## 9. 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 перекатки, 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 нап под нагрузкой (РПН).

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

$$S_{расч} \leq S_{ном} \cdot k_n,$$

где  $S_{расч}$  – расчетная мощность;  $S_{ном}$  – номинальная мощность трансформатора;  $k_n$  – допустимый коэффициент перегрузки.

При определении  $S_{расч}$  принимается во внимание нагрузка на пятый год, если считать от конца сооружения станции, причем учитывается перспектива дальнейшего ее развития на 5-10 лет вперед.

При блочной схеме соединения генератора с трансформатором последний должен обеспечивать выдачу мощности генератора в сеть повышенного напряжения за вычетом мощности нагрузки, подключенной на ответвлении от генератора.

Ниже приводятся выражения для расчетной мощности трансформатора для двух случаев:

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

$$S_{расч} = \sqrt{(P_{ном,г} - P_{с.н.})^2 + (Q_{ном,г} - Q_{с.н.})^2},$$

при равенстве коэффициентов мощности генератора и потребителей собственных нужд:

$$S_{расч} \approx S_{ном,г} - S_{с.н.};$$

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

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

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

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

$$S_{расч} \approx \frac{P_{ном,г} - P_{с.н.}}{\cos \varphi_2 \cdot k_{мин}},$$

где  $k_{мин} = (U_{вн} - U_{сн}) / U_{вн} = S_{мин} / S_{ном}$  – коэффициент 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 генератора 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.

$$S_{ном} \geq S_{расч} / k_{н,сист},$$

где  $k_{н,сист}$  – допустимый коэффициент систематических перегрузок, который определяют по графикам нагрузочной способности трансформаторов (мощностью до 250 МВА включительно).

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.

*Выбор трансформаторов связи.* Для этой цели 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) равняется:

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

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

Руководствуясь соображениями надежности тепло- и электроснабжения местного потребителя, на ТЭЦ, как правило, предусматривают два трансформатора связи 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 учет из нагрузочной способности зависит от режима, определившего расчетную (наибольшую) мощность. 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 ( $k_{n,суст}$ ). В тех случаях, когда расчетный режим редкий (отказ одного из трансформаторов связи), при выборе  $S_{ном}$  используют коэффициент допустимой аварийной перегрузки  $k_{n,ав}$ .

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 однострансформаторных подстанциях номинальная мощность трансформатора выбирают с учетом возможности систематических перегрузок:

$$S_{ном} \geq S_{расч} / k_{n,суст}$$

где  $S_{расч} = P_{max} / \cos \varphi$ ;  $P_{max}$  – 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:

$$S_{расч} = \frac{P_{max}}{\cos \varphi \cdot (N_T - 1)} \leq S_{ном} \cdot k_{n,ав}$$

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.

## 10. Выбор реакторов

### 10.1 Выбор секционных реакторов

На ТЭЦ с поперечными связями выбор секционных реакторов должен предшествовать выбору линейных реакторов. Расчет рекомендуется вести в следующей последовательности:

1. Определяют число секций ГРУ, при этом учитывают надежность электроснабжения местного потребителя в соответствии с принятой конфигурацией питающей сети и надежность работы станции. Это означает, что ремонт или отказ секции ГРУ не должен вызывать потерю генерирующей мощности, и недопустимую для местной электрической нагрузки и по тепловому потреблению. Обычно этим требованиям удовлетворяет число секций, равное числу генераторов, подключаемых к ГРУ.

2. В соответствии с выбранным числом секций ГРУ определяют схему включения секционных реакторов: прямолинейную (разомкнутую) при числе секций две-три и кольцевую при числе секций три-четыре.

3. Анализируя возможные перетоки между секциями в нормальном режиме и при отключении питающих присоединений – генераторов, трансформаторов связи, выбирают номинальные токи секционных реакторов. Им соответствуют определенные индуктивные сопротивления, из которых выбирают наибольшее.

4. Производят расчет токов к.з.  $I_{n,o}$  на шинах ГРУ (точка К1 на схеме) при наличии секционных реакторов и без них. Эти токи являются расчетными при выборе выключателей в присоединениях трансформаторов собственных нужд, которые и принимают, как самые тяжелые.

5. Обосновывают необходимость (целесообразность) ограничения тока к.з. в ГРУ ТЭЦ.

Если ток к.з.  $I_{n,o}$  в контрольном присоединении без секционных реакторов оказывается выше максимального значения тока электродинамической стойкости  $I_{эо}$  выключателей, выпускаемых на данное напряжение (6-10 кВ), то установка секционных реакторов технически необходима. В противном случае требуется их технико-экономическое обоснование.

6. Если принята схема с секционными реакторами, то определяют потери напряжения в них при наибольшем перетоке мощностей между секциями. Эти потери не должны превышать 5-6% номинального. В противном случае необходимо предусмотреть выключатели или разъединители, дающие возможность шунтировать реакторы при больших перетоках между секциями.

### 10.2 Выбор линейных реакторов.



Место подключения линейных реакторов определяется структурной схемой ТЭЦ: к ГРУ – для ТЭЦ с поперечными связями на генераторном напряжении и на ответвлении от генератора – в блочной схеме.

Предпочтение отдается групповым сдвоенным реакторам. Применение групповых реакторов экономичней индивидуальных. Сдвоенные реакторы по сравнению с одинарными, во-первых, позволяют объединить большее число линий под один реактор и тем самым снижают капиталовложения.

Применяя групповые реакторы, надо иметь в виду, что ток к.з. на кабельной линии вызывает глубокую посадку напряжения на всех секциях РП, которые питаются от сборки данного реактора. Поэтому рекомендуется, чтобы число линий, присоединенных к групповой сборке, не превышало трех-четырёх.

Условия выбора линейных реакторов следующие: номинальное напряжение реактора должно соответствовать номинальному напряжению установки; рабочий ток утяжеленного режима  $I_{утж}$  через обмотку реактора не должен превосходить его номинального тока  $I_{ном}$ ; сопротивление реактора  $x_p$  должно обеспечивать ограничение тока к.з. до требуемого уровня  $I_{к,дон}$ ; потери напряжения в реакторе  $\Delta U_p$  в нормальном режиме не должны превышать 1,5-2%; ударный ток  $I_{уд,мах}$  при к.з. за реактором не должен превосходить значения тока электродинамической стойкости  $I_{эд,мах}$ , а импульс квадратичного тока к.з. – гарантированного заводом значения.

Допускаемый ток к.з. у потребителя  $I_{к2,дон}$  определяют из рассмотрения значений тока электродинамической стойкости выключателей РП и тока термической стойкости кабелей распределительной сети (меньшее из них и определяет  $I_{к2,дон}$ ).

Допускаемый ток к.з. в питающей сети (точка К3) обычно равен току термической стойкости головного участка кабеля  $I_{тер,кб1}$ .

Ток термической стойкости кабеля определяется следующим выражением:

$$I_{тер} = \frac{C_s}{\sqrt{t_{отк} + T_a}},$$

где  $t_{отк}$  – время отключения к.з., равное сумме времени действия защиты и времени отключения выключателя, с;  $T_a$  – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока к.з., с (при к.з. за кабелем может быть принята 0,01с, при к.з. за реактором – 0,1с);  $s$  – поперечное сечение жилы кабеля, мм<sup>2</sup>;  $C$  – функция от  $U_{ном}$ , типа и материала жил кабеля,  $A \cdot \sqrt{c} / \text{мм}^2$ .

По значениям допускаемых токов к.з. рассчитывают необходимые сопротивления реактора. Из условий ограничения тока к.з. в точках К2 и К3 до соответствующих двух требуемых значений получаем сопротивление реактора (в системе относительных единиц):

для точки К3

$$x_{p*} = \frac{I_{\bar{b}}}{I_{мер,кб1}} - x_{c*};$$

для точки К2

$$x_{p*} = \sqrt{\left(\frac{I_{\bar{b}}}{I_{к2,дон}}\right)^2 - R_{*кб1}^2} - (x_{c*} + x_{кб1*}),$$

где  $R_{кб1}$  и  $x_{кб1}$  – активное и индуктивное сопротивления кабеля кб1 питающей сети ( в о.е.).

Расчетным является большее значение, в Омах оно выразится следующим образом:

$$x_p = x_{p*} \cdot \frac{U_{\bar{b}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\bar{b}}}.$$

Последовательность расчета по выбору линейных реакторов рекомендуется следующая

1. Определяют допустимые значения токов к.з. у потребителя и в питающей сети.

2. Оценивают значение расчетного сопротивления реактора.

3. Определяют число реакторов и рабочий ток утяжеленного режима (отказ одной секции ГРУ для ТЭЦ с поперечными связями или отключение одного блока для блочной ТЭЦ). По значению этого тока намечают  $I_{ном}$  реактора, а по расчетному сопротивлению – его номинальное сопротивление.

Количество реакторов стараются выбрать возможно меньшим. При этом ограничивающими факторами являются: надежность электроснабжения потребителей, предельные значения номинального тока и сопротивления реакторов.

4. Проверяют допустимость потерь напряжения (в процентах  $U_{ном}$ ) в нормальном режиме:

для одинарного реактора

$$\Delta U_p = \frac{\sqrt{3} \cdot x_p \cdot I \cdot \sin \varphi}{U_{ном}} \cdot 100;$$

для сдвоенного реактора

$$\Delta U_p = \frac{\sqrt{3} \cdot x_p}{U_{ном}} \cdot 100 \cdot (I_1 \cdot \sin \varphi_1 - k_{св} \cdot I_2 \cdot \sin \varphi_2),$$

где  $k_{св} = M/L$  – коэффициент связи.

Если  $\Delta U_p$  превосходят  $\Delta U_{дон}$ , то в первую очередь проверяется возможность установки реакторов с меньшим сопротивлением, а если таких реакторов нет, то количество реакторов приходится увеличивать.

5. Уточняют значение тока к.з. за выбранным стандартным реактором и проверяют по этому току его термическую и электродинамическую стойкости.