

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ И ПОДСТАНЦИИ

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ

«ЭЛЕКТОЭНЕРГЕТИКА И ЭЛЕКТРОТЕХНИКА»

Автор: Сазыкин Е.Н.

Электрические станции и подстанции: методические указания
по дисциплине Электрические станции и подстанции

ХАРАКТЕРИСТИКА ПОДСТАНЦИИ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ СТРУКТУРНОЙ СХЕМЫ ПОДСТАНЦИИ

Общие положения

При проектировании электрической подстанции первоначально составляются структурные схемы, в которых определяется состав основного оборудования (силовые трансформаторы) и связи между ним и распределительными устройствами (РУ) разных напряжений. Одновременно с выбором основного оборудования определяются и схемы, в которых оно будет работать.

Разработка структурных схем подстанций и расчет нагрузки

Подстанции по способу подключения делят на тупиковые, ответвительные, проходные и узловые. На рис. 2.1. приведены структурные схемы понизительных подстанций. Электроэнергия от энергосистемы поступает в РУ высокого напряжения (ВН) подстанции, затем трансформируется и распределяется между потребителями в РУ низкого напряжения (НН) (рис. 2.1, *а*).

Узловые подстанции не только осуществляют питание потребителей, но и связывают отдельные части энергосистемы. В этом случае на подстанции, кроме РУ низкого напряжения сооружаются РУ высокого и среднего напряжения (СН) и устанавливаются автотрансформаторы (рис. 2.1, *б*) или трехобмоточные трансформаторы (рис. 2.1, *в*).

Число трансформаторов на подстанциях выбирается в зависимости от ответственности потребителей, а также наличия резервных источников питания в сетях среднего и низких напряжений.

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

Нагрузка подстанции определяется мощностью, потребляемой всеми присоединенными к ней электроприемниками и потерями в электросети. Режим работы электроприемников, зависящий от их назначения и степени использования, не остается постоянным и изменяется в различные часы суток и месяцы года, изменяется и потребляемая ими электрическая мощность.

Обычно изменение нагрузки электроприемника (например, цеха) или группы электроприемников принято изображать в виде суточного графика нагрузок [P и $Q = f(t)$]. Суточный график нагрузок может быть построен экспериментально, например, по часовым показаниям счетчиков активной и полной энергии, или задан.

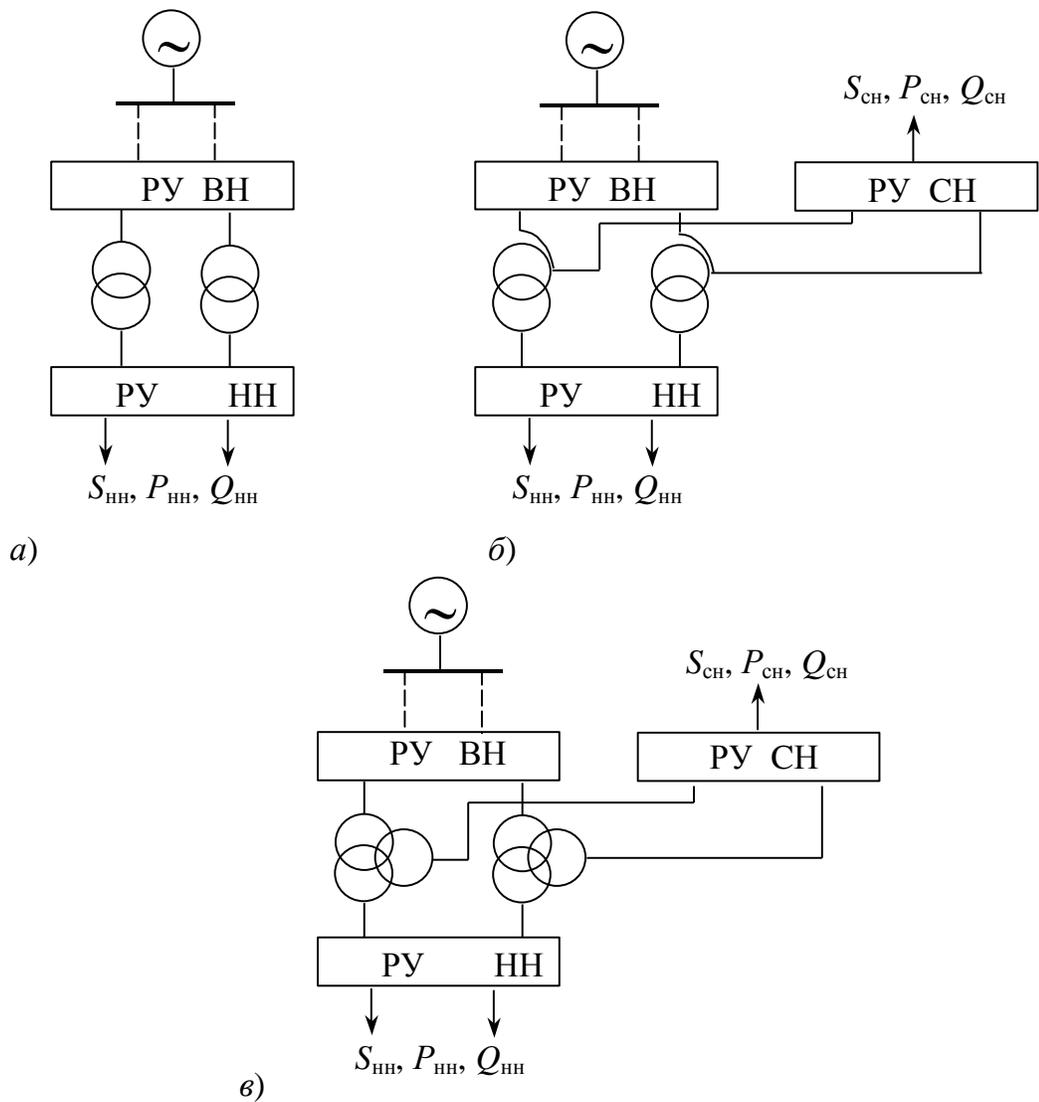


Рис. 2.1. Структурные схемы подстанций

По графику нагрузок определяют максимальную активную и реактивную мощности:

$$P_{\max} = \frac{W_a}{T},$$

где: W_a - показания счетчика активной энергии за время наибольшей потребляемой мощности T .

Максимальная полная мощность:

$$S_{\max} = \frac{W_{\Pi}}{T},$$

где: W_{Π} - показания счетчика полной энергии за то же время T .

Максимальная реактивная мощность:

$$Q_{\max} = S_{\max} \cdot \sin \varphi,$$

$$\text{где: } \sin \varphi = \sqrt{1 - \cos^2 \varphi}, \text{ а } \cos \varphi = \frac{W_{a \max}}{W_{\Pi \max}}.$$

В курсовом проекте суточный график активной и реактивной нагрузок подстанции строится по заданию и значениям максимальной активной и реактивной мощности за 1 час. Пример график суточной активной и реактивной нагрузок подстанции представлен на рисунке 2.2.

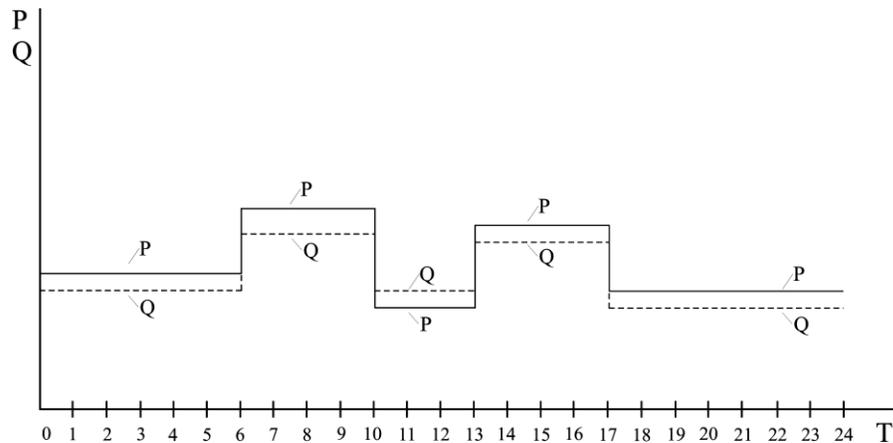


Рис.2.2. Пример графика суточной активной и реактивной нагрузок подстанции

Если график нагрузок P и $Q = f(T)$ задан, то расход активной энергии за сутки определяется по площади графика активной энергии за сутки

$$W_{a \text{ сут}} = \sum P_i \cdot T_i \text{ (кВт}\cdot\text{ч)}.$$

Средняя активная мощность за сутки

$$P_{cp} = \frac{W_{a \text{ сут}}}{24}.$$

Коэффициент заполнения графика

$$K_{з.а} = \frac{P_{cp}}{P_{\max}} < 1.$$

Коэффициент заполнения графика по активной мощности $K_{з.а}$ показывает во сколько раз средняя активная мощность (или потребленное количество активной энергии) меньше максимальной мощности или меньше того количества электроэнергии, которое было бы потреблено за то же время, если бы нагрузка подстанции все время была максимальной.

По результатам построения суточного графика активной и реактивной нагрузок строится годовой график по продолжительности нагрузок. Его применяют в расчётах технико - экономических показателей электроустановок, расчётах потерь электроэнергии, при оценке использования оборудования в течение года.

Построение годового графика по продолжительности нагрузок производится на основании двух известных суточных графиков – зимнего и летнего.

Для средней полосы России режим работы подстанции по зимнему графику 212 дней, а по летнему – 153 дня. В задании курсового проекта нет разделения на зимний и летний суточный график нагрузки, поэтому используем полные 365 дней.

Исходные данные для построения годового графика по продолжительности заносим в типовую таблицу 2.1.

Таблица 2.2 - Данные годового графика

$P_{им},$ МВт	Дни (в году)	Время, ч (по сут. графику)	Часов в год	Полная энергия, МВт·ч
Итого	365	24	8760	

Пример годового графика нагрузки представлен на рисунке 2.3.

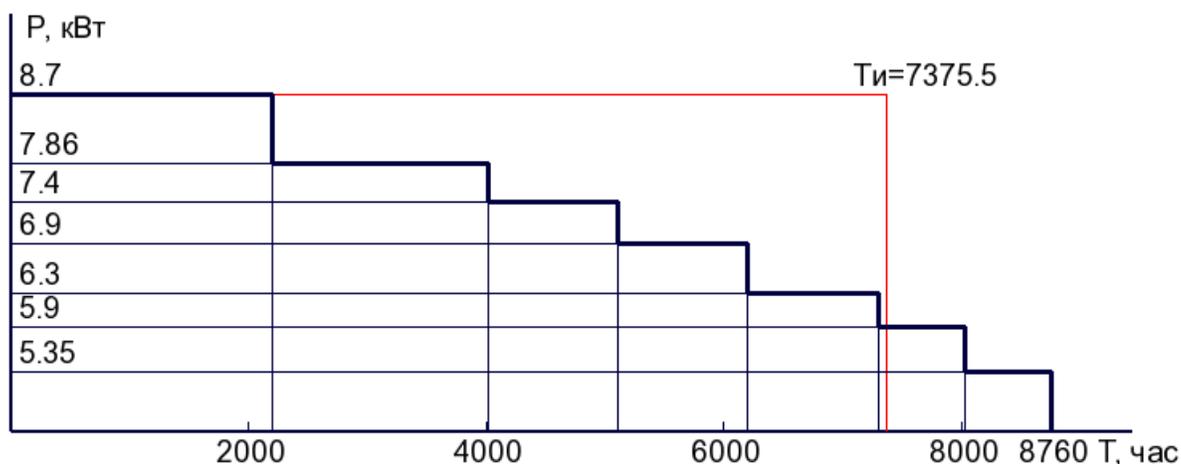


Рис. 2.3 Годовой график по продолжительности

По данным годового графика определим среднюю нагрузку подстанции:

$$P_{ср} = W_{год} / 8760, \quad (2.1)$$

где $W_{год}$ – полная потребляемая энергия за год, МВ·А·ч.

$W_{год}$ определяется как :

$$W_{год} = \sum_1^n (P_i \cdot T_i) \quad (2.2)$$

где P_i и T_i , соответственно мощность и время i -ой ступени годового графика.

Время использования максимальной активной нагрузки за год:

$$T_{\max,a} = W_{a,\text{год}} / P_{\max} \quad (2.3)$$

Время максимальных потерь определяется по формуле:

$$\tau_{\text{нб}} = (0.124 + T_{\max,a} / 10000)^2 \cdot 8760 \quad (2.4)$$

Выбор мощности силовых трансформаторов

Номинальную мощность трансформаторов определяют по условию

$$S_{\text{ном.тр}} \geq \frac{S_{\text{MAX}}}{n \cdot k_3}, \quad (2.5)$$

где n – количество трансформаторов;

k_3 – коэффициент загрузки трансформаторов. Для двух трансформаторной подстанции $k_3 = 0,65 - 0,8$.

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

$$S_{\text{MAX}} \leq S_{\text{ном.тр}} \cdot k_{\text{пав}}, \quad (2.5)$$

где $k_{\text{пав}} = 1,4$ – коэффициент аварийной перегрузки трансформаторов. Такая перегрузка допускается в течение 5 суток при условии, что коэффициент предшествующей нагрузки k_3 не более 0,93 и длительность перегрузки не более 6 ч.

Расчет перегрузочной способности выбранного трансформатора необходимо провести в соответствии с **ГОСТ** 14209-85.

Для ограничения токов короткого замыкания на низком напряжении целесообразно применять трансформаторы с большими значениями напряжения короткого замыкания U_K . При мощностях 40 и более МВ·А для ограничения токов КЗ целесообразно применение трансформаторов с расщепленной обмоткой низкого напряжения.

Для ограничения токов короткого замыкания (в случае необходимости) со стороны обмотки низкого напряжения трансформатора может устанавливаться одинарный или сдвоенный реакторы. Методика выбора токоограничивающего реактора изложена в п.5.3.

3. ВЫБОР ГЛАВНОЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ

3.1 Общие положения

Выбор главной схемы является определяющим при проектировании электрической части подстанции, так как она определяет полный состав элементов (трансформаторов, линий, коммутационной и другой первичной аппаратуры) и связей между ними.

Для выбора главной схемы электрических соединений должны быть заданы (или определены в результате промежуточных расчетов) следующие данные: напряжения, на которых выдается электроэнергия; схема сетей и число линий на каждом напряжении; величина перетоков мощностей между РУ разных напряжений.

На предварительном этапе разработке главной схемы электрических соединений (разработка структурной схемы) определяется число и мощность трансформаторов, связь между РУ разных напряжений.

В зависимости от конкретных условий намечается 2-3 близких варианта схемы. Для каждого из них определяются:

- методы ограничения токов короткого замыкания;
- схемы РУ на всех напряжениях;
- основное и резервное питание собственных нужд.

Выбор схем распределительных устройств

На выбор электрической схемы РУ влияет множество факторов, из которых основные: номинальное напряжение; число присоединений; их мощность; схема сети, к которой присоединяется данное РУ; очередность сооружения и перспектива дальнейшего расширения.

При выборе схем руководствуются рекомендациями, которые даются в Нормах технологического проектирования (НТП). В соответствии с рекомендациями подбирают конкурентоспособные варианты схем РУ (табл. 3.2.) и в результате технико-экономического сравнения принимают наиболее подходящие схемы [13, с. 124].

Количество отходящих линий определяется исходя из дальности передачи и экономически целесообразных величин передаваемых мощностей:

$$n_{\text{лэп}} \geq \frac{P_{\text{ру}}}{P_{\text{л}}}, \quad (3.1)$$

где $P_{\text{ру}}$ – величина активной мощности на i -ой стороне распределителя устройства;

$P_{\text{л}}$ – предел передаваемой активной мощности по одноцепной линии.

В таблице 3.1. даны пределы передаваемой мощности ($P_{\text{л}}$) и длины ЛЭП различного класса напряжений.

В зависимости от числа присоединений и номинального напряжения при-

нимаются возможные схемы РУ.

Таблица 3.1

Напряжение линии, кВ	6–10	35	110	220
Наибольшая длина передачи, км	10–15	50–60	50–150	150–250
Наибольшая передаваемая мощность на одну цепь, МВт	3–5	10–20	25–50	110–200

Распределительные устройства 6–10 кВ входят в состав подстанций как главные распределительные устройства. От РУ отходит значительное число линий (фидеров) к местным потребителям. В РУ 6–10 кВ подстанций применяется одиночная секционированная система шин. Типовые схемы электрических соединений РУ низшего напряжения приведены на рис. 3.1.

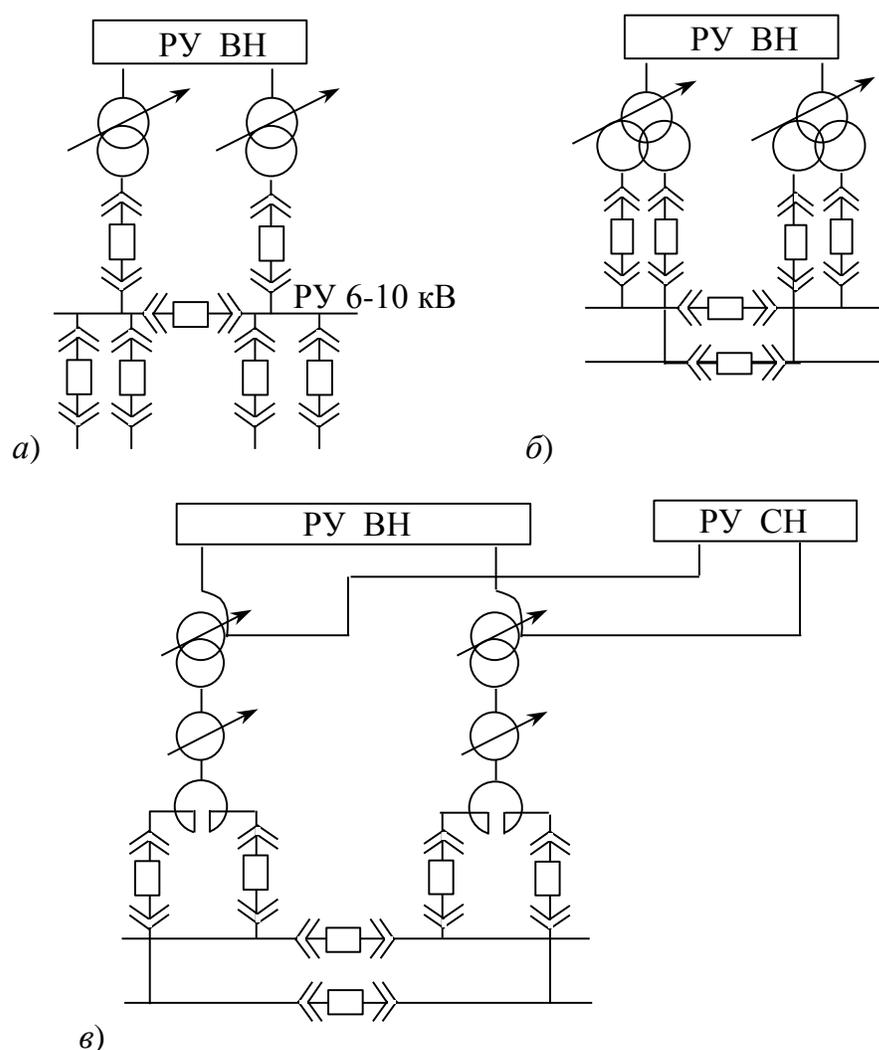
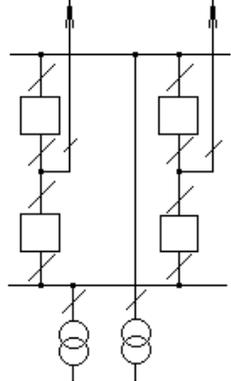
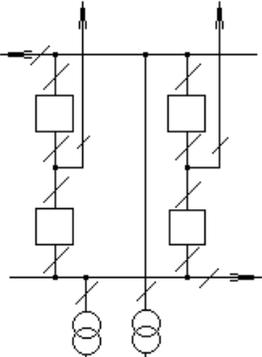
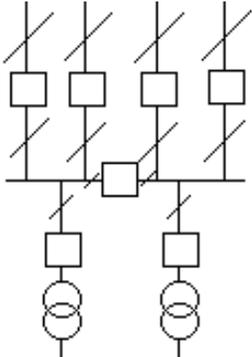
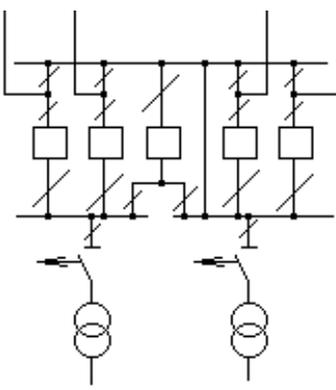
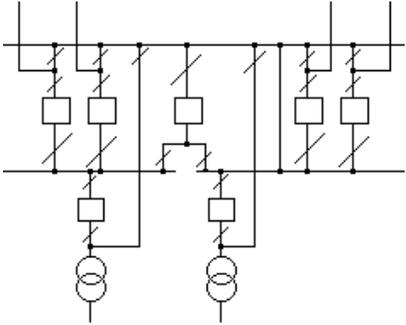
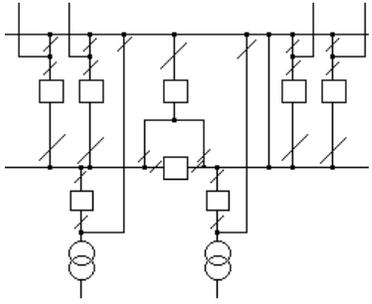


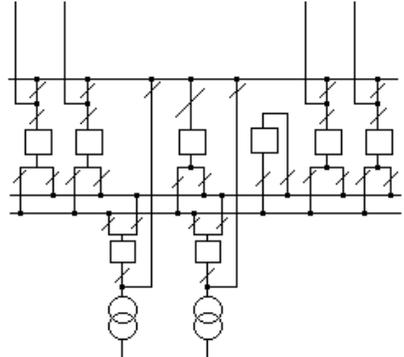
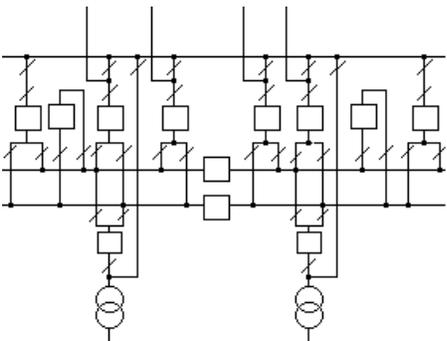
Рис. 3.1. Схемы электрических соединений РУ низкого напряжения

Варианты схем распределительных устройств

Номер схемы	Электрические схемы РУ	Наименование схемы	Область применения			Дополнительные условия приме- нения
			Напряжение, кВ	Сторона подстанции	Количество присоединя- емых линий	
1		Четырёхуголь- ник	220–750	ВН	2	На напряжении 220 кВ – при невыполнении условий для применения схем 1 и 2
2		Расширенный четырёхуголь- ник	220–330	ВН	4	1. Отсутствие перспективы увеличения количества линий 2. Наличие двух ВЛ, не имеющих ОАПВ

Номер схемы	Электрические схемы РУ	Наименование схемы	Область применения			Дополнительные условия применения
			Напряжение, кВ	Сторона подстанции	Количество присоединяемых линий	
3		Одна секционная система шин	35	ВН, СН, НН	8	-
4		Одна секционированная система шин с обходной с отделителями в цепях трансформаторов и совмещённым секционным и обходным выключателями	110	ВН	до 4	<ol style="list-style-type: none"> 1. Количество радиальных ВЛ не более одной на секцию 2. Возможность деления РУ на время ремонта любого выключателя 3. Отсутствие перспективы увеличения количества ВЛ

Номер схемы	Электрические схемы РУ	Наименование схемы	Область применения			Дополнительные условия применения
			Напряжение, кВ	Сторона подстанции	Количество присоединяемых линий	
5		Одна секционированная система шин с обходной с совместным секционным и обходным выключателями	110–220	ВН, СН	до 4	1. Количество радиальных ВЛ не более одной на секцию 2. Возможность деления РУ на время ремонта любого выключателя
6		Одна секционированная система шин с обходной с отдельными секционным и обходным выключателями	110–220	ВН, СН	5–13	Количество радиальных ВЛ не более одной на секцию

Номер схемы	Электрические схемы РУ	Наименование схемы	Область применения			Дополнительные условия приме- нения
			Напряжение, кВ	Сторона подстанции	Количество присоединя- емых линий	
7		Две несекционированные системы шин с обходной	110–220	ВН, СН	5-13	При выполнении условий для применения схемы 10
8		Две секционированные системы шин с обходной	110–220	СН	более 13	-

В курсовом проекте рассматриваются возможные варианты схем РУ и в результате технико-экономического сравнения принимают наиболее рациональную схему. При прочих равных условиях предпочтение отдается схеме, в которой отключение цепей осуществляется меньшим числом выключателей.

Собственные нужды подстанций

Мощность потребителей СН подстанций невелика, поэтому они питаются от сети 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов. На двухтрансформаторных подстанциях 35–220 кВ устанавливаются два ТСН, мощность которых выбирают в соответствии с нагрузками, с учетом допустимой перегрузки ($k_n = 1,3$) при выполнении ремонтных работ и отказах одного из трансформаторов. Предельная мощность ТСН – 630, 1000 кВ·А. Присоединение ТСН к сети зависит от системы оперативного тока. Постоянный оперативный ток используют на всех подстанциях 330–750 кВ и выше и на подстанциях с РУ 110-220 кВ со сборными шинами. Переменный или выпрямленный – на подстанциях с РУ 35–220 кВ без выключателей высокого напряжения. На подстанциях 110 кВ и выше с переменным и выпрямленным оперативным током ТСН присоединяются к выводам 6–10 кВ главных трансформаторов до их выключателей через предохранители; на подстанциях 35 кВ – к питающей линии через предохранители. На подстанциях с постоянным оперативным током ТСН подключаются через предохранители или выключатели к шинам РУ 6–35 кВ или к обмотке 6–35 кВ трансформаторов.

Пример схемы СН подстанции 110 кВ приведен в [1, с. 91], [2, с. 189]. Шины 0,4 кВ щитов СН секционируются автоматическими выключателями.

ВЫБОР СЕЧЕНИЙ ПРОВОДНИКОВ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИИ

Выбор сечения проводников воздушных линий (ВЛ) производится по экономической плотности тока.

Сечение проводника определяется по формуле

$$F_3 = \frac{I_{\text{раб}}}{j_3}, \quad (4.1)$$

где $I_{\text{раб}}$ – длительный рабочий ток нормального режима (без перегрузок), А;

j_3 – нормированная экономическая плотность тока, А/мм² [4, с. 267].

Сечение, найденное по формуле 4.1, округляется. При этом принимается ближайшее меньшее сечение, если оно не отличается от расчетного значения

больше чем на 15 % [5, с. 427].

Выбранные по экономической плотности тока проводники проверяются:
– по длительно допустимому току из условий нагрева

$$I_{\text{раб. max}} \leq I_{\text{дл. доп.}}, \quad (4.2)$$

где $I_{\text{раб. max}}$ – максимальный рабочий ток;

$I_{\text{дл. доп}}$ – длительно допустимый ток выбранного проводника;

– по короне;

– по потере напряжения.

Проверка по условиям короны

Эта проверка необходима для гибких проводников при напряжении 35кВ и выше. Разряд в виде короны возникает вокруг провода при высоких напряжениях электрического поля E и сопровождается свечением и потрескиванием. Процессы ионизации воздуха приводят к дополнительным потерям энергии, возникновению радиопомех и образованию озона, вредно влияющего на поверхности контактных соединений. Правильный выбор проводников должен обеспечить уменьшение действия короны до допустимых значений. Рассмотрим порядок расчета для выбора сечения проводников по условиям короны.

Разряд в виде короны возникает при максимальном значении начальной критической напряженности электрического поля E_0 , кВ/см :

$$E_0 = 30,3m \left(1 + \frac{0,3}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (4.3)$$

где m - коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода (для многопроволочных проводов $m = 0,82$);

r_0 – радиус провода, см.

Действительная напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода

$$E = \frac{0,34 \cdot U}{r_0 \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}, \quad \text{кВ/см} \quad (4.4)$$

где U - линейное напряжение, кВ;

D_{cp} – среднее расстояние между проводами фаз, см.

При горизонтальном расположении фаз $D_{cp} = 1,26 D$, где D – расстояние между соседними фазами, см.

В случае, если $E \geq E_0$ (при напряжении $U = 220\text{кВ}$ и выше) каждая фаза для уменьшения коронирования выполняется двумя, тремя или четырьмя провода-

ми, т.е. применяются расщепленные провода. Тогда действительная напряженность

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{n \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}, \text{ кВ/см}, \quad (4.5)$$

где U – линейное напряжение, кВ;

D_{cp} – среднее расстояние между проводами фаз, см.

При горизонтальном расположении фаз $D_{cp} = 1,26 D$, где D – расстояние между соседними фазами, см. В случае, если $E \geq E_0$ (при напряжении $U = 220 \text{ кВ}$ и выше) каждая фаза для уменьшения коронирования выполняется двумя, тремя или четырьмя проводами, т.е. применяются расщепленные провода.

Напряженность электрического поля вокруг расщепленных проводов:

$$E = k \frac{0,354 U}{n \cdot r_0 \lg \frac{D_{cp}}{r_{экв}}}; \text{ кВ/см}, \quad (4.6)$$

где k – коэффициент, учитывающий число проводов n в фазе;

$r_{экв}$ – эквивалентный радиус расщепленных проводов (табл. 4.2).

Таблица 4.2

Значения k и $r_{экв}$

Параметр	Число проводов в фазе, n		
	2	3	4
Коэффициент, k	$1 + 2 \cdot \frac{r_0}{a}$	$1 + 2 \cdot \sqrt{3} \cdot \frac{r_0}{a}$	$1 + 3 \cdot \sqrt{2} \cdot \frac{r_0}{a}$
Эквивалентный радиус, $r_{экв}$, см.	$\sqrt{r_0 \cdot a}$	$\sqrt[3]{r_0 \cdot a^2}$	$\sqrt[4]{\sqrt{2} \cdot r_0 \cdot a^3}$

Расстояние a в расщепленной фазе принимается при $U = 220 \text{ кВ}$ равным 20 - 30 см, а в установках 330 - 750 кВ - 40 см.

Провода не будут коронировать, если $E \leq 0,9 E_0$ при объемном расположении проводов, а при горизонтальном расположении проводов $1,07 E \leq 0,9 E_0$.

Проверка проводов по падению напряжения.

Падение напряжения в линии (ЛЭП) не должно превышать 5%.

Фактическое падение напряжения рассчитывается по формуле (4.7)

$$\Delta U_{расч.} = \frac{\sqrt{3} I_p}{U_n} \cdot 100\% (R_l \cdot \cos \varphi + X_l \cdot \sin \varphi), \quad (4.7)$$

где R_l – активное сопротивление ЛЭП;
 X_l – индуктивное сопротивление ЛЭП.

$$\cos \varphi = \frac{P_{cp}}{S_{cp}}, \quad (4.8)$$

$$\sin \varphi = \sqrt{1 - \cos^2 \varphi}, \quad (4.9)$$

$$R_l = r_0 \cdot \ell_{л1}, \quad (4.10)$$

где r_0 – удельное активное сопротивление линии (табл. 4.3);

x_0 – удельное реактивное сопротивление линии (табл. 4.3);

$\ell_{л1}$ – длина линии ВЛ (по заданию).

Значение удельных сопротивлений линии приведены в табл. 4.3

Таблица 4.3

Привод	$r_0, Ом/км$	$x_0, Ом/км$
АС-70	0,46	0,444
АС-95	0,33	0,429
АС-120	0,27	0,427
АС-185	0,17	0,413
АСО-240	0,13	0,405

Если рассчитанное по (4.7) падение напряжения будет менее 5% выбранное сечение провода остается. В противном случае необходимо увеличить сечение провода.

Методика выбора кабелей приведена в разделе 7.4 данного методического указания.

РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Назначение и порядок выполнения расчетов токов короткого замыкания (КЗ)

Для выбора электрооборудования, аппаратов, шин, кабелей токоограничивающих реакторов необходимо знать токи короткого замыкания. При этом обычно достаточно определить ток трехфазного короткого замыкания в месте повреждения, в некоторых случаях – распределении токов в ветвях схемы,

непосредственно примыкающих к этому месту. Для большинства практических задач расчет ведут с рядом упрощений [1], [4].

Расчет токов при трехфазном КЗ выполняют следующим образом:

1. Для рассматриваемой установки составляют расчетную схему.
2. По расчетной схеме составляют электрическую схему замещения.
3. Путем последовательного преобразования приводят схему замещения к простейшему виду так, чтобы каждый источник питания или группа источников с результирующей ЭДС были связаны с точкой КЗ одним сопротивлением $X_{рез}$.
4. Определяют значение периодической составляющей тока КЗ ($I_{п}$), затем ударный ток КЗ (i_y) и при необходимости – периодическую ($I_{п0}$) и апериодическую ($I_{па}$) составляющие тока КЗ для заданного момента времени t ($I_{пт}$).

Расчетная схема – это однолинейная схема электроустановки с указанием тех элементов и их параметров, которые влияют на значение тока КЗ и должны учитываться при выполнении расчетов.

На расчетной схеме намечают расчетные точки КЗ – так, чтобы аппараты и проводники попадали в наиболее тяжелые условия работы:

- на сборных шинах РУ каждого напряжения;
- за трансформаторами собственных нужд.

Расчет токов КЗ для выбора электрических аппаратов

Расчет токов КЗ может выполняться двумя методами: именованных единиц или относительных единиц. Для обоих методов расчета токов КЗ требуется исходную схему замещения преобразовать к простейшему виду, когда источник питания или группа источников связаны с точкой КЗ одним сопротивлением $X_{рез}$. Для сетей свыше 1000 В рекомендуется выполнять расчет в относительных единицах.

Для всех расчетных точек определяются следующие величины: начальное значение периодической составляющей тока КЗ ($I_{п0}$), ударный ток КЗ (i_y) и ток в момент t расхождения контактов выключателя ($I_{пт}$). Результаты расчетов токов КЗ для каждой точки сводят в табл. 5.1.

Таблица 5.1

Точка КЗ	S _н , МВ·А	I _{п0} , кА		Ударный ток 3 ^х -ф. КЗ i _y , кА
		Трехфазное КЗ	Однофазное КЗ	

Перечисленные величины определяются для всех точек. Последовательность расчета принимается такой, чтобы при вычислении токов в каждой следующей точке КЗ использовались результаты преобразования в предыдущей точке КЗ.

Общий способ расчета токов трехфазного КЗ для двухтрансформаторной электроподстанции (рисунок 5.1) представлен ниже.

Под расчетной схемой понимают упрощенную однолинейную схему электроустановки с указанием всех элементов и их параметров, которые влияют на ток КЗ и поэтому должны быть учтены при выполнении расчетов.

Расчетная схема изображена на рисунок 5.1. Параметры отходящих линий определены ранее. Эквивалентная схема замещения представлена на рисунке 5.2.

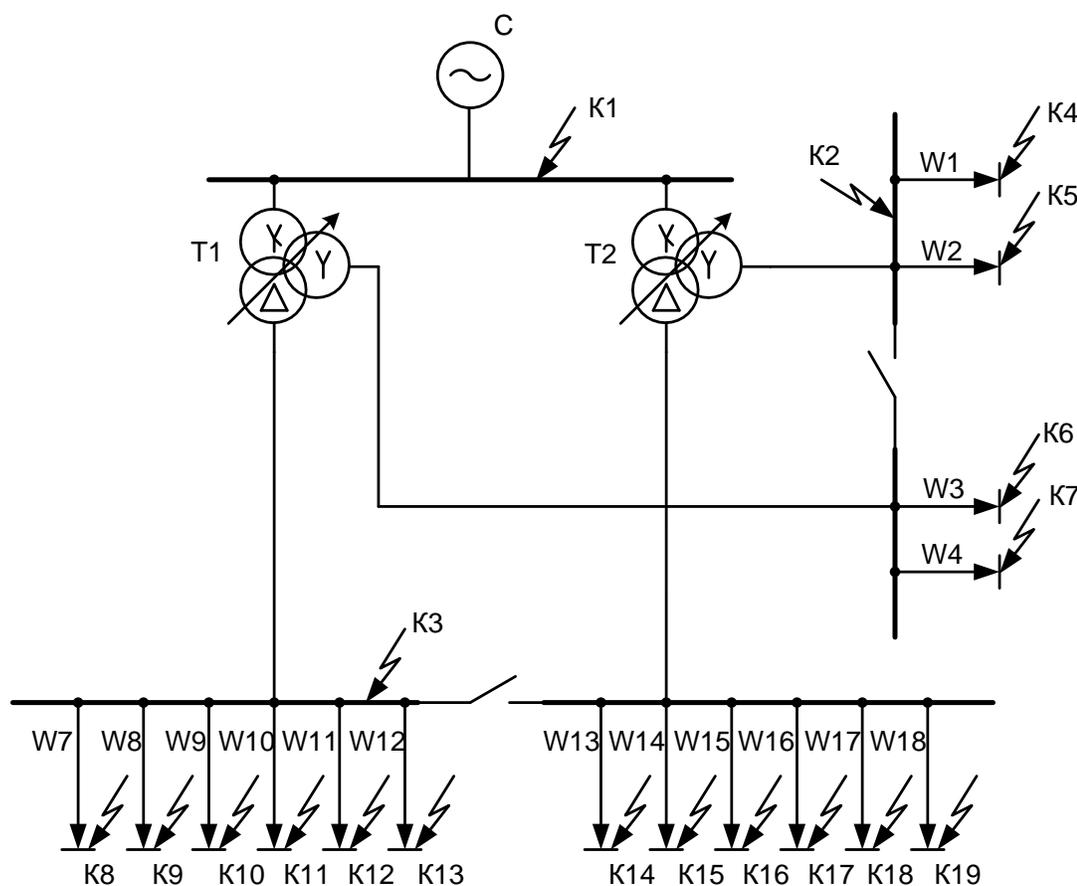


Рисунок 5.1 - Расчетная схема

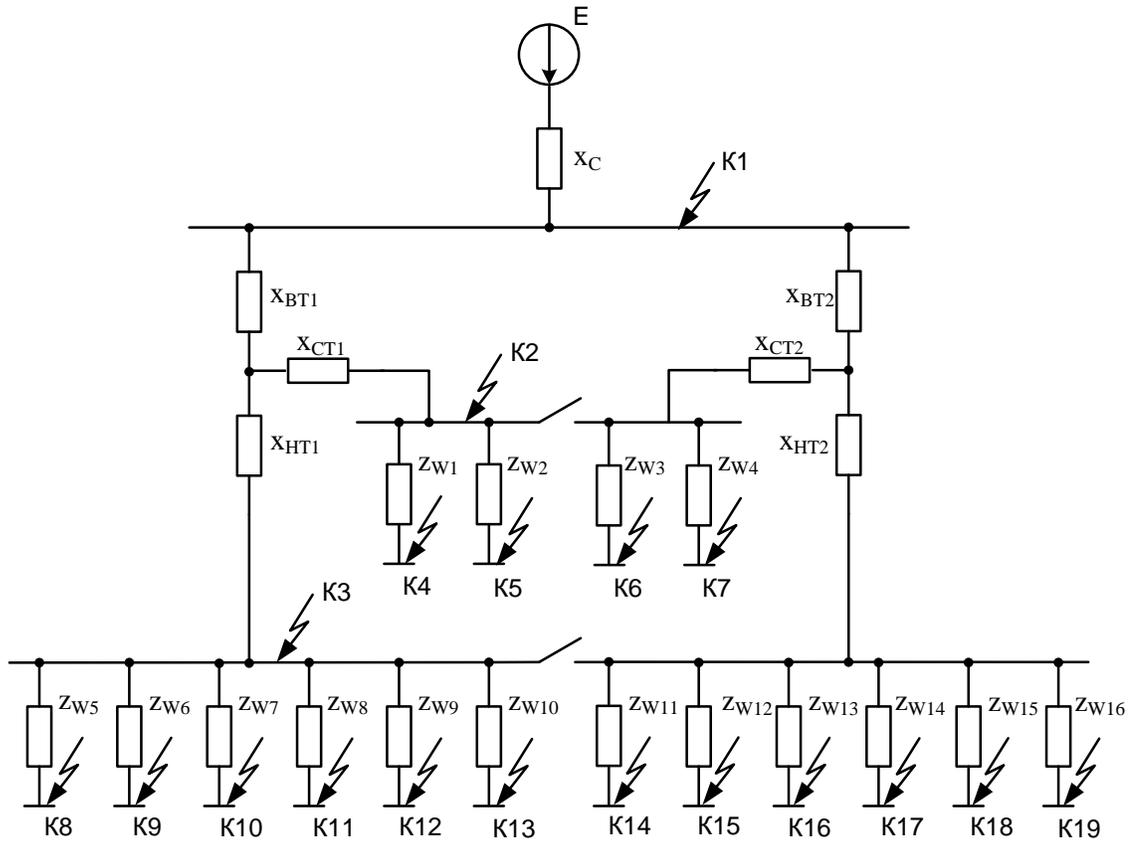


Рисунок 5.2 - Эквивалентная схема замещения

Расчет ведется методом именованных единиц.

За базисную мощность принимают мощность, кратную 10 (10;100;1000 и т.д.).

Определим базисные напряжения и токи всех уровней напряжений по формуле:

$$I_{6,i} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{6,i}} \quad (5.1)$$

ЭДС системы в относительных единицах:

$$E_1 = E_c = \frac{U_{cp}}{U_{6,1}}; \quad (5.2)$$

Сопротивление системы

$$x_1 = x_c = \left(\frac{U_{cp}}{U_6} \right)^2 \cdot \frac{S_6}{S_c}, \quad (5.3)$$

где x_c – сопротивление системы в относительных единицах;

S_c – мощность короткого замыкания системы.

$$S_c = \sqrt{3} \cdot U_{\phi} \cdot I_k^{(3)}, \quad (5.4)$$

где $I_k^{(3)}$ - ток на короткого замыкания на шинах ВН со стороны энерго-системы (см п. 1.1).

$I_{к,маx}^{(3)}$ - ток КЗ в режиме максимума;

$I_{к,мин}^{(3)}$ - ток УЗ в режиме минимума.

Определим сопротивление линии W1:

$$x_{w1} = x_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{U_{\bar{6}}^2}; \quad (5.5)$$

$$r_{w1} = r_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{U_{\bar{6}}^2}; \quad (5.6)$$

$$z_{w1} = \sqrt{x^2 + r^2}, \quad (5.7)$$

где $x_{уд}$ – удельное индуктивное сопротивление линии,

$r_{уд}$ – удельное активное сопротивление линии,

l – длина линии, км.

Т.к. активное сопротивление трансформаторов \ll индуктивного, пренебрегаем активным сопротивлением. Согласно [13] в относительных единицах:

$$x_B = \frac{1}{200} \cdot (U_{к,в-с} + U_{к,в-н} - U_{к,с-н}) \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{S_{ном}} \cdot \left(\frac{U_{ном}}{U_{\bar{6},i}} \right)^2; \quad (5.8)$$

$$x_C = \frac{1}{200} \cdot (U_{к,в-с} + U_{к,с-н} - U_{к,в-н}) \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{S_{ном}} \cdot \left(\frac{U_{ном}}{U_{\bar{6},i}} \right)^2; \quad (5.9)$$

$$x_H = \frac{1}{200} \cdot (U_{к,в-н} + U_{к,с-н} - U_{к,в-с}) \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{S_{ном}} \cdot \left(\frac{U_{ном}}{U_{\bar{6},i}} \right)^2. \quad (5.10)$$

где U_k – напряжение короткого замыкания обмоток трансформатора, %;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение обмоток трансформатора, кВ;

$U_{\bar{6},i}$ – базисное напряжение, к которому приводится сопротивление обмоток высокого, среднего и низшего напряжения, кВ.

Расчет тока КЗ проводится для двух режимов: максимальный и минимальный.

В минимальном режиме учтем режим минимума энергосистемы и положение секционных выключателей – отключено.

В максимальном режиме учтем режим максимума энергосистемы и положение секционных выключателей – включено.

Расчет проводим по принципу упрощения схемы до точки короткого замыкания. Периодическая составляющая тока КЗ находится по формуле.

$$I_k^{(3)} = \frac{E}{x_\Sigma}; \quad (5.11)$$

где E – суммарная ЭДС

x_Σ - суммарное сопротивление до точки КЗ.

Значение тока короткого замыкания в именованных единицах:

$$I_{к,им}^{(3)} = I_{к,отн}^{(3)} \cdot I_6; \quad (5.12)$$

где I_6 – базисный ток ступени напряжения, на которой происходит КЗ.

Далее находим значение ударного тока короткого замыкания для максимального режима по формуле:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_k^{(3)}; \quad (5.13)$$

где K_y – ударный коэффициент.

Постоянная времени затухания аperiodической составляющей

$$T_{ai} = \frac{X_\Sigma}{\omega R_\Sigma}, \quad (5.14)$$

где ω -угловая частота сети, равная $\omega = 2\pi f = 314 \frac{\text{рад}}{\text{с}}$.

Ударный коэффициент, показывающий во сколько раз амплитуда ударного тока КЗ больше установившегося тока КЗ, определенного по формуле (5.4)

$$K_{уд} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_{ai}}} \quad (5.15)$$

Для минимального режима ударный ток не рассчитываем.

Определяется ток двухфазного короткого замыкания в минимальном режиме для оценки чувствительности релейной защиты по формуле:

$$I_k^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_k^{(3)}; \quad (5.16)$$

Приведем расчет тока короткого замыкания в точках К1 и К2, (см. рис. 5.2).

Точка К1 - максимальный режим:

Схема замещения приведена на рисунке 5.3.

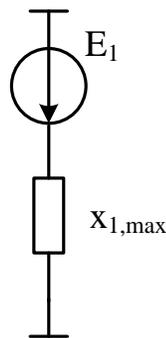


Рисунок 5.3 - Схема замещения для точки К1

$$I_K^{(3)} = \frac{E_1}{X_{1,max}}$$

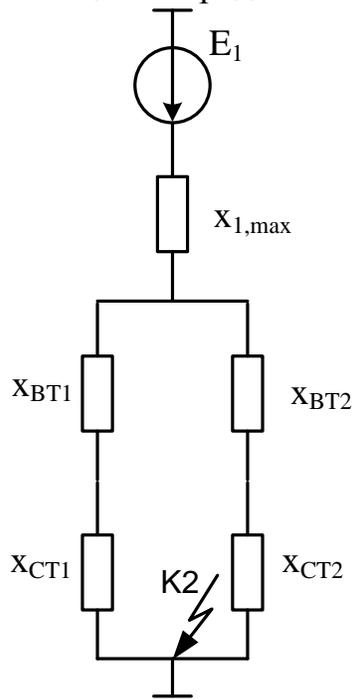
Минимальный режим:

Схема замещения приведена на рисунке 4.3.

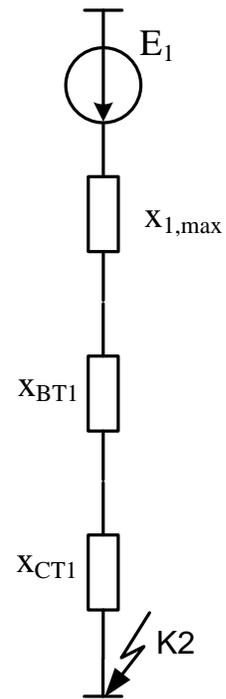
$$I_K^{(3)} = \frac{E_1}{X_{1,min}}$$

Точка К2 - максимальный режим.

Схема замещения представлена на рисунке 5.4.а:



а) максимальный режим



б) минимальный режим

Рисунок 5.4 - Схема замещения для точки К2

$$X_{\Sigma} = X_{1,max} + \frac{(X_{BT1} + X_{CT1}) \cdot (X_{BT2} + X_{CT2})}{(X_{BT1} + X_{CT1}) + (X_{BT2} + X_{CT2})};$$

$$I_K^{(3)} = \frac{E_1}{X_{\Sigma}}$$

Ток короткого замыкания в именованных единицах:

Минимальный режим:

Схема замещения представлена на рисунке 5.4.б.

$$X_{\Sigma} = X_{l,\min} + X_{вт1} + X_{ст1}$$

$$I_k^{(3)} = \frac{E_1}{X_{\Sigma}}$$

Ток короткого замыкания в именованных единицах:

Подробно методика расчета токов трехфазного и однофазного КЗ приведена в [1] и [4].

Выбор токоограничивающих реакторов

Реакторы служат для ограничения токов КЗ в мощных электроустановках, что позволяет применять более легкие и дешевые выключатели и уменьшать площадь сечения кабелей, а следовательно, удешевлять РУ и распределительные сети. Основная область применения реакторов – электрические сети напряжением 6–10 кВ.

Для ограничения тока КЗ в РУ 6–10кВ электрических подстанций применяют линейные реакторы.

Линейные реакторы включаются последовательно в цепь отходящей линии (линий), они предназначены для ограничения тока КЗ в распределительной сети. При выборе линейных реакторов предпочтение отдается групповым сдвоенным реакторам, т. к. они экономичнее индивидуальных. Номинальный ток реактора определяют исходя из наибольшего тока групп линий, присоединенных к шинным сборкам группового реактора. Рекомендуется, чтобы число линий, присоединенных к групповой сборке, не превышало трех-четырёх.

Сопrotивление линейных реакторов X_p определяется из условия ограничения тока КЗ до тока отключающей способности выключателя $I_{\text{ном.откл}}$.

При выборе реактора выполняется упрощенный расчет тока КЗ, когда вся система, включая проектируемую подстанцию, приводится к одному результирующему сопротивлению между объединенными источниками питания и точкой КЗ $X_{\text{рез}}$. Сверхпереходный ток в выбранной точке КЗ определяется как

$$I_{п0} = \frac{I_{\sigma}}{X_{\text{рез}}}, \quad (5.1)$$

где I_{σ} – базисный ток ступени напряжения, на которой выбрана точка КЗ.

Желаемое сопротивление системы для обеспечения отключающей способности выключателя (например, ВМП-10 – $I_{\text{ном.откл}} = 20$ кА).

$$X_{\text{сист.жел}} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{ном.откл}}} \quad (5.2)$$

Расчетное сопротивление системы:

$$X_{\text{сист.}} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{п0}}} \quad (5.3)$$

Разность полученных сопротивлений дает желаемое сопротивление реактора $X_{\text{р.жел}}$:

$$X_{\text{р.жел}} = X_{\text{сист.жел}} - X_{\text{сист.}} \quad (5.4)$$

Затем в соответствии с требуемыми значениями $U_{\text{ном}}$ и $I_{\text{ном}}$ выбирается реактор с сопротивлением $X_{\text{р.ном}}$ ближайшим большим значения $X_{\text{р.жел}}$. Методика расчета приведена [4] и [10].

ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

Общие положения по выбору аппаратов

Электрические аппараты выбирают по расчетным условиям нормального режима и проверяют на работоспособность в условиях аномальных режимов (термическая и динамическая стойкость при коротких замыканиях, коммутационная способность и т. д.) [10] и [4].

Факторы, учитываемые при выборе аппаратов, указаны в табл. 6.1.

Таблица 6.1

Тип электрического аппарата	Номинальное напряжение	Номинальный ток	Динамическая стойкость	Термическая стойкость	Коммутационная способность	Нагрузка вторичных цепей
Выключатель	+	+	+	+	+	—
Разъединитель	+	+	+	+	(+)	—
Короткозамыкатель	+	—	+	+	—	—
Отделитель	+	+	+	+	(+)	—
Трансформатор тока	+	+	+	+	—	+
Трансформатор напряжения	+	—	—	—	—	+

Примечание. Учитываемые факторы обозначены знаком «+», неучитываемые – «-», а отмеченные знаком (+) учитываются в частных случаях

Условия выбора и проверки аппаратов изложены ниже.

Выбор коммутационных аппаратов

Выбор выключателей производим по следующим параметрам:

– по напряжению электроустановки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}; \quad (6.1)$$

– по длительному рабочему току с учетом возможных длительных перегрузок основного оборудования:

$$k \cdot I_{\text{раб.ном}} \leq I_{\text{ном}}, \quad (6.2)$$

где $U_{\text{ном}}, I_{\text{ном}}$ – паспортные (каталожные) параметры выключателя;

k – коэффициент, зависящий от допускаемых длительных повышений номинального тока (для трансформаторов, не работающих в блоке с генератором $k = 1,4$).

Проверку выключателей производим по следующим формулам:

– на электродинамическую стойкость выполняем по условиям:

$$I_{\text{п0}} \leq I_{\text{дин}}; \quad (6.3)$$

$$i_y \leq I_{\text{а.дин}}, \quad (6.4)$$

где $I_{\text{п0}}, i_y$ – расчетные значения периодической составляющей тока КЗ (при $t = 0$) и ударного тока (при $t = 0,01$ с) в цепи, для которой выбирается выключатель;

$I_{\text{дин}}, I_{\text{а.дин}}$ – действующее и амплитудное значение предельного и сквозного тока КЗ (каталожные параметры выключателя).

Выбрав выключатель по рассмотренным параметрам, зная по каталогу собственное время отключения выключателя $t_{\text{с.в}}$, находят время от начала КЗ до расхождения контактов выключателей:

$$t = t_{\text{з.мин}} + t_{\text{с.в}},$$

где $t_{\text{з.мин}}$ – минимальное время действия релейной защиты принимаем равным 0,01с, и для этого времени определяют периодическую $I_{\text{пт}}$ и апериодическую β составляющие тока КЗ;

t – полное время отключения выключателя (приводится в технических характеристиках выключателя).

Отключающая способность выключателя проверяется по следующим

условиям:

1. Производится проверка на симметричный ток отключения по условию

$$I_{пт} \leq I_{ном.откл}, \quad (6.5)$$

где $I_{ном.откл}$ – номинальный ток отключения по каталогу.

2. Проверяется возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ $i_{ат}$. Определяют процентное содержание $i_{ат}$ в токе и проверяют выполнение условия:

$$\beta \leq \beta_{ном}. \quad (6.6)$$

Величину β находят по выражению

$$\beta = \frac{i_{ат}}{\sqrt{2} \cdot I_{пт}} \cdot 100\%; \quad (6.7)$$

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot (1 + e^{-\frac{t}{T_a}}), \quad (6.8)$$

где T_a – постоянная времени затухания. Величину T_a и значение ударного коэффициента можно определить по (5.14) и (5.15)

На термическую стойкость выключатель проверяют по расчетному импульсу квадратичного тока КЗ B_k и найденным в каталоге предельному гарантированному заводом-изготовителем току термической устойчивости аппарата I_T и времени его протекания t_T :

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T. \quad (6.9)$$

Параметр B_k определяется следующим образом:

$$B_k = I_{п0}^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \quad (6.10)$$

где $t_{откл} = t_{рз} + t_B$,

$t_{рз}$ – время действия релейной защиты;

t_B – полное время отключения выключателя (приводится в технических характеристиках выключателя).

Необходимо отметить, что расчетным видом КЗ для проверки на электродинамическую термическую стойкость является трехфазное КЗ. Если же в сетях с эффективно-заземленной нейтралью ($U = 110$ кВ и выше) оказывается, что ток однофазного КЗ больше тока трехфазного КЗ, то проверку на отключающую способность ведут по более тяжелому режиму.

Разъединители, отделители и выключатели нагрузки выбираются по номинальному напряжению $U_{ном}$, номинальному длительному току $I_{ном}$, а в режиме КЗ проверяют на термическую и электродинамическую стойкость. Для короткозамыкателей выбор по номинальному току не требуется.

Выключатели нагрузки проверяют дополнительно по току отключения:

$$k \cdot I_{\text{раб.ном}} \leq I_{\text{ном.откл}} \quad (6.11)$$

Выбор предохранителей производится по параметрам $U_{\text{ном}}$, $I_{\text{ном}}$ с проверкой выполнения условия $I_{\text{п0}} \leq I_{\text{ном.откл}}$.

Расчетные величины для выбора перечисленных аппаратов те же, что и для выключателей.

Выбор рассмотренных и других типов электрических аппаратов рекомендуется производить в табличной форме. Так, например, табл. 6.2. соответствует условиям выбора выключателя.

Таблица 6.2

Расчетные параметры цепи	Каталожные данные выключателя	Условия выбора
$U_{\text{уст}}$	$U_{\text{ном}}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$k \cdot I_{\text{раб.ном}}$	$I_{\text{ном}}$	$k \cdot I_{\text{раб.ном}} \leq I_{\text{ном}}$
$I_{\text{пт}}$	$I_{\text{ном.откл}}$	$I_{\text{пт}} \leq I_{\text{ном.откл}}$
$\beta = \frac{i_{a\tau}}{\sqrt{2} \cdot I_{\text{пт}}} \cdot 100\%$	$\beta_{\text{ном}}$	$\beta = \beta_{\text{ном}}$
$I_{\text{по}}$	$I_{\text{дин}}$	$I_{\text{по}} \leq I_{\text{дин}}$
i_y	$I_{\text{а.дин}}$	$i_y \leq I_{\text{а.дин}}$
B_k	$I_T; t_T$	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$

Выбор измерительных трансформаторов

Трансформаторы тока (ТА) выбираются:

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

– по номинальному первичному току $I_{1\text{ном}}$ (номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как перегрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешности;

– по конструкции и классу точности;

– по электродинамической стойкости:

$$i_y = k_{\text{дин}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1\text{ном}}, \quad (6.12)$$

где $k_{\text{дин}}$ – кратность электродинамической стойкости по каталогу;

– по термической стойкости:

$$B_k \leq (k_T \cdot I_{1\text{ном}})^2 \cdot t_T, \quad (6.13)$$

где k_T – кратность термической стойкости по каталогу;

– по вторичной нагрузке:

$$z_2 \leq z_{2\text{ном}}, \quad (6.14)$$

где z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока;

$z_{2\text{ном}}$ – номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Рассмотрим порядок расчета нагрузки z_2 . Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $z_2 \approx r_2$. Вторичная нагрузка состоит из сопротивления приборов $r_{\text{приб}}$, соединительных проводов $r_{\text{пров}}$ и переходного сопротивления контактов $r_{\text{конт}}$:

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{конт}}. \quad (6.15)$$

Сопротивление приборов

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{ном}}^2}, \quad (6.16)$$

где $S_{\text{приб}}$ – мощность, потребляемая приборами;

$I_{2\text{ном}}$ – номинальный вторичный ток ТА, равный 1 А для мощных РУ 220–330 кВ и выше, в остальных случаях $I_{2\text{ном}} = 5$ А.

Трансформаторы тока установлены во всех цепях. Необходимые измерительные приборы выбираются согласно рекомендациям раздела 9.3 [1] и таблицы 4.9 [4].

Сопротивление контактов $r_{\text{конт}}$ принимают равным 0,05 Ом при двух-трех и 0,1 Ом – при большем числе приборов.

Зная $z_{2\text{ном}}$, определим допустимое сопротивление и площадь сечения провода:

$$S = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}}, \quad (6.17)$$

где ρ – удельное сопротивление материала провода;

$l_{\text{расч}}$ – расчетная длина, зависящая от схемы соединения трансформатора тока и расстояния от трансформаторов тока до приборов: при включении в неполную звезду $l_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot l$; при включении в звезду $l_{\text{расч}} = l$; при включении в одну фазу $l_{\text{расч}} = 2 \cdot l$.

Здесь следует отметить, что провода с медными жилами ($\rho = 0,0175 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}$) применяются на подстанциях с высшим напряжением 220 кВ и выше. В остальных случаях во вторичных цепях применяются провода

с алюминиевыми жилами ($\rho = 0,0283 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}$).

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

Таблица 6.3

Наименование и напряжение установки	Длина, м
Линии 6–10 кВ к потребителям	4 ... 6
Все цепи РУ 35 кВ	60 ... 75
Все цепи РУ 110 кВ	75 ... 100
Все цепи РУ 220 кВ	100 ... 150

Для подстанций указанные длины снижают на 15 ... 20 %. Полученная площадь сечения не должна быть меньше 4 мм² для проводов с алюминиевыми жилами и 2,5 мм² для проводов с медными жилами – по условию механической прочности. Провода с площадью сечения больше 6 мм² обычно не применяются.

Трансформаторы напряжения выбирают по условиям:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{1\text{ном}}, S_2 \leq S_{2\text{ном}}$$

в намеченном классе точности,

где $U_{1\text{ном}}$ – номинальное первичное напряжение;

S_2 – мощность внешней вторичной цепи (вторичная нагрузка);

$S_{2\text{ном}}$ – номинальная вторичная нагрузка. За $S_{2\text{ном}}$ принимают мощность всех трех фаз однофазных трансформаторов напряжения, соединенных по схеме звезды и удвоенную мощность однофазного трансформатора, включенного по схеме неполного треугольника.

Перечень измерительных приборов для расчетной цепи принимается на основании рекомендаций табл. 4.24 [4]. Для упрощения расчетную нагрузку приборов не разделяют по фазам. При определении вторичной нагрузки сопротивление соединительных проводов не учитывают, так как оно мало. Обычно сечение проводов принимают из условий механической прочности, равной 1,5 и 2 мм² соответственно для медных и алюминиевых проводов.

ВЫБОР ТОКОВЕДУЩИХ ЧАСТЕЙ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ

Основное электрическое оборудование электростанций и подстанций и аппараты в этих цепях соединяются между собой проводниками разного типа,

которые образуют токоведущие части электрической установки.

При выборе токоведущих частей необходимо обеспечить выполнение ряда требований, вытекающих из условий работы. Проводники должны:

- 1) длительно проводить рабочие токи без чрезмерного повышения температуры;
- 2) противостоять кратковременному электродинамическому и тепловому действию токов КЗ;
- 3) выдерживать механические нагрузки, создаваемые собственной массой и массой связанных с ними аппаратов, а также усилия, возникающие в результате атмосферных воздействий;
- 4) удовлетворять требованиям экономичности электроустановки.

Рассмотрим типы проводников, применяемых на подстанциях:

1. На подстанциях в открытой части могут применяться провода АС или жесткая ошиновка алюминиевыми трубами. Соединение трансформатора с закрытым РУ 6–10 кВ или с КРУ 6–10 кВ осуществляется гибким подвесным токопроводом, шинным мостом или закрытым комплектным токопроводом. В РУ 6–10 кВ применяется жесткая ошиновка.

2. В цепях линий 6–10кВ вся ошиновка до реактора и за ним, а также в шкафах КРУ выполнена прямоугольными алюминиевыми шинами. Непосредственно к потребителю отходят кабельные линии.

3. Цепь трансформатора собственных нужд. От стены ЗРУ до выводов ТСН, установленного вблизи ЗРУ, соединение выполняется жесткими алюминиевыми шинами. Если ТСН устанавливается на удалении от ЗРУ, то участок между ними выполняется гибким токопроводом. От трансформатора до РУ собственных нужд применяется кабельное соединение.

Выбор жестких шин

В закрытых РУ 6–10 кВ и в ряде случаев в открытых РУ напряжением 35 кВ и выше ошиновка (присоединения к сборным шинам) и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами. Медные шины из-за высокой их стоимости не применяются даже при больших токовых нагрузках. При токах до 300 А применяются одно- и двухполосные шины. При больших токах рекомендуются шины коробчатого сечения, т. к. они обеспечивают меньшие потери от эффекта близости и поверхностного эффекта, а также лучшие условия охлаждения.

Выбор сечения ошиновки производится по экономической плотности тока [4, с. 265]:

$$S_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{раб.ном}}}{j_{\text{эк}}}, \quad (7.1.)$$

где $j_{\text{эк}}$ – экономическая плотность тока, зависящая от величины $T_{\text{м}}$.

Для алюминиевых и сталеалюминевых проводников

при $T_m = 1000 \dots 3000$ часов – $j_{\text{ЭК}} = 1,3 \text{ А/мм}^2$,

при $T_m = 3000 \dots 5000$ часов – $j_{\text{ЭК}} = 1,1 \text{ А/мм}^2$,

свыше 5000 часов – $j_{\text{ЭК}} = 1,0 \text{ А/мм}^2$.

Сечение, найденное по (7.1.) округляется. При этом принимается ближайшее меньшее стандартное сечение, если оно не отличается от экономического больше, чем на 15 %. В противном случае, принимается ближайшее большее стандартное сечение.

Следует учесть, что по экономической плотности тока не выбираются:

– сборные шины всех напряжений, т. к. нагрузка по длине неравномерна и на многих ее участках меньше рабочего тока;

– ошиновка и кабели резервных линий и резервных трансформаторов СН, т. к. они включаются эпизодически.

Выбранные по $j_{\text{ЭК}}$ шины проверяются:

– по допустимому току из условий нагрева;

– на термическую стойкость при воздействии токов КЗ;

– на динамическую стойкость при КЗ (механический расчет).

Проверка шин по допустимому току осуществляется по условию их нагрева током утяжеленного режима $k \cdot I_{\text{раб.ном}} \leq I'_{\text{доп}}$, где $I'_{\text{доп}}$ – допустимый ток на шины выбранного сечения с учетом температуры охлаждающей среды, отличной от принятой в таблицах [4, с. 267] при определении допустимого тока $I_{\text{доп}}$.

Величину $I'_{\text{доп}}$ можно определить из приближенного равенства:

$$I'_{\text{доп}} = I_{\text{доп}} \cdot \sqrt{\frac{Q_{\text{ном}} - Q_{\text{в}}}{Q_{\text{ном}} - Q_{\text{в.н}}}}, \quad (7.2.)$$

где $Q_{\text{ном}}$ – допустимая температура нагрева шины [4];

$Q_{\text{в}}$ – температура окружающей среды (воздуха) [4];

$Q_{\text{в.н}}$ – нормированная температура воздуха.

Проверка термической устойчивости шин сводится к определению допустимого по условиям нагрева токами КЗ сечения и сопротивления его с выбранным $F_{\text{расч}}$ по условиям рабочего режима:

$$F_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{c} \leq F_{\text{расч}}, \quad (7.3.)$$

где значение коэффициента c следует брать по табл. 7.1.

Таблица 7.1.

Вид и материал проводника	Коэффициент c
Медные шины	170
Алюминиевые шины	90
Кабели до 10 кВ с медными жилами	160
Кабели до 10 кВ с алюминиевыми жилами	110

Проверка шин на электродинамическую стойкость сводится к механическому расчету шинной конструкции при КЗ. Электродинамические силы, возникающие при КЗ, носят колебательный характер. Эти силы приводят шины и изоляторы, представляющие собой динамическую систему в колебательное движение. Для обеспечения механической прочности шин при токах КЗ расчетное напряжение в материале не должно превосходить $\delta_{\text{доп}} = 70$ МПа для алюминия и $\delta_{\text{доп}} = 140$ МПа для меди [4, с. 270].

Условие проверки:

$$\delta_{\text{расч}} \leq \delta_{\text{доп}}. \quad (7.4)$$

Для однополосных шин (или труб) максимальное расчетное напряжение в шине определяется по формуле:

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{f \cdot l_{\text{пр}}^2}{10 \cdot W}, \quad (7.5)$$

где f – максимальное усилие, приходящееся на 1 м длины, от взаимодействия между токами фаз, Н/м;

$l_{\text{пр}}$ – расстояние (пролет) между осями изоляторов вдоль фазы, м;

W – момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной направлению действия усилия, м³.

Формулы для подсчета момента сопротивления:

– для прямоугольных шин $W = \frac{b \cdot h^2}{6}$ или $W = \frac{b^2 \cdot h}{6}$ в зависимости от их взаимного расположения, где b – толщина шины, м; h – ее высота, м;

– для труб $W = \frac{0,1 \cdot (D^4 - d^4)}{D}$, где D и d – соответственно внешний и внутренний диаметр трубы;

– моменты сопротивления коробчатых шин приведены в [4].

Усилие при расположении шин в одной плоскости:

$$f = 1,76 \cdot \frac{i_y^2}{a} \cdot 10^{-7}, \quad (7.6)$$

где a – расстояние между осями смежных фаз, м.

Максимальное расчетное напряжение в многополосных шинах, когда в

пакет входят две или три полосы, находится по выражению $\sigma_{\text{расч}} = \sigma_{\text{ф}} + \sigma_{\text{п}}$,

где $\sigma_{\text{ф}}$ – напряжение от взаимодействия фаз, определяемое также как и для однополосных шин; $\sigma_{\text{п}}$ – напряжение от взаимодействия полос пакета одной фазы.

Величина $\sigma_{\text{п}}$ определяется как

$$\sigma_{\text{п}} = \frac{f_{\text{п}} \cdot l_{\text{п}}^2}{2 \cdot b^2 \cdot h}, \quad (7.7)$$

где $f_{\text{п}}$ – усилие, приходящееся на 1 м длины полосы от взаимодействия между токами полос пакета, Н/м;

$l_{\text{п}}$ – расстояние между прокладками пакета, м.

При этом сила взаимодействия между полосами в двухполосных шинах и сила, действующая на крайние полосы в трехполосных шинах (как наиболее деформируемые) составляет в Н/м соответственно:

$$f_{\text{п}} = 0,25 \cdot k_{\text{ф}} \cdot \frac{i_y^2}{b} \cdot 10^{-7}; \quad f_{\text{п}} = 0,16 \cdot k_{\text{ф}} \cdot \frac{i_y^2}{b} \cdot 10^{-7},$$

где $k_{\text{ф}}$ – коэффициент формы шин, учитывающий влияние поперечных размеров проводника на силы взаимодействия и определяемый по рис. 7.6 [1]. Рекомендации по выбору значений параметров a , $l_{\text{п}}$, $l_{\text{пр}}$ приведены в [4, с. 281].

Сборные шины РУ выбираются по допустимому рабочему току. Расчетные рабочие токи сборных шин зависят от рабочих токов присоединений, их взаимного расположения в РУ, а также от вида сборных шин и режима установки. Для выбора площади сечения сборных шин по утяжеленному режиму следует выявить ожидаемые рабочие токи на отдельных участках РУ при наиболее неблагоприятных условиях. Если рабочие токи на этих участках резко различны, шины могут быть выбраны «ступенчатыми» – с площадью сечения, соответствующей рабочим токам участков. Площадь сечения шин должна быть достаточной для передачи рабочего тока наиболее мощного агрегата.

Сборные шины проверяются на тех же условиях, рассматриваемых выше. Кроме того, РУ 35 кВ и выше выбранное сечение жестких шин проверяется на корону [4, с. 281].

Следует подчеркнуть важность момента выбора формы сечения шин. В закрытом РУ до 20 кВ включительно шины выполняют из полос прямоугольного сечения, т. к. проводники с прямоугольным сечением более экономичны, чем с круглым. В РУ 35 кВ и выше по условиям короны применяются шины только круглого сечения.

Выбор гибких шин и токопроводов

В РУ 35 кВ и выше применяются гибкие шины, выполненные проводами АС. Они выбираются по тем же условиям, что и жесткие шины. Добавляется лишь проверка выбранного сечения шин на исключение возможности схлестывания шин или опасного их сближения в результате динамического действия токов КЗ (вместо проверки на электродинамическую стойкость) Методика проверки гибких шин на схлестывание изложена в [4, с. 278]; пример расчета – в [4, с. 285].

Гибкие токопроводы для соединения трансформаторов с РУ 6–10 кВ выполняются пучком проводов, закрепленных по окружности в кольцах – обоймах. Два провода из пучка – сталеалюминевые – несут в основном механическую нагрузку от собственного веса, гололеда, ветра. Остальные провода – алюминиевые – являются только токоведущими.

Расчет гибкого токопровода заключается в определении числа и сечения проводников.

Экономическое сечение токопроводов определяется по выражению (7.1).

Исходя из общего сечения пучка $F_{\text{эк}}$ проводов выбираются несущие провода. Сечение несущего провода принимается равным $F_{\text{нес}} = 0,15 \cdot F_{\text{эк}}$.

Число и сечение токоведущих проводов выбирается по следующим условиям:

1. $S \cdot n + 2 \cdot S_{\text{нес}} = S_{\text{эк}}$.

2. Сечение несущего провода рекомендуется брать на ступень больше токоведущего.

Выбранное сечение токопровода проверяется по длительно допустимому току, термическому и электродинамическому действию тока КЗ.

Выбор кабелей

Кабели выбираются по напряжению установки и экономической плотности тока.

Проверка нагрева кабелей при аварийных перегрузках производится по условию

$$k \cdot I_{\text{раб.ном}} \leq k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot I_{\text{доп}},$$

где $I_{\text{доп}}$ – длительно допустимый ток на одиночный кабель, проложенный в земле при температуре почвы 15°C или на воздухе при температуре 25°C ;

k_1, k_2, k_3 – поправочные коэффициенты соответственно на температуру почвы, воздуха и на число кабелей в траншее, определяемые по [9].

Выбранные сечения кабеля проверяются по выражению (7.3) на термическую устойчивость.

ЛИТЕРАТУРА

1. Гук Ю.В. и др. Проектирование электрической части станций и подстанций: Учебное пособие для вузов. –Л.: Энергоатомиздат, 1985.
2. Околович М.Н. Проектирование электрических станций. –М.: Энергоатомиздат, 1982.
3. Ополева Г.Н. Схемы и подстанций электроснабжения. –М.: Форум-Инфра, 2006.
4. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. 2-е изд. –М.: Энергия, 1987.
5. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. 4-е изд. –М.: Энергоатомиздат, 1989.
6. Лычев П.В., Федин В.Т. Электрические сети энергетических систем. –Мн.: "Універсітэцкае", 1990.
7. Лычев П.В., Федин В.Т. Электрические сети энергетических систем. Решение практических задач. –Мн.: "Дизайн ПРО", 1997.
8. Нормы технологического проектирования понижающих подстанций с высшим напряжением 35-750 кВ. –М.: Энергия, 1978.
9. Правила устройства электроустановок. 6-е изд., перераб. и доп. –М.: Атомиздат, 1999.
10. Под ред. С.С. Рокотяна, И.М. Шапиро. Справочник по проектированию электроэнергетических систем. –М.: Энергоатомиздат, 1985.
11. Электротехнический справочник. –М.: Энергоиздат, 1980. т. 1.
12. Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин, П.В. Лычев. Электрические системы и сети. Минск, УП "Технопринт, 2004.
13. Васильев А.А., Крючков И.П., Нияшкова Е.Ф. и др. Электрическая часть станций и подстанций. –М.: Энергия, 1990.