

# **АВТОМАТИКА ЭНЕРГОСИСТЕМ**

*Методические указания к курсовой работе  
для студентов магистратуры направления 13.04.02*

**САНКТ-ПЕТЕРБУРГ  
2019**

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное  
учреждение высшего образования  
Санкт-Петербургский горный университет

Кафедра электроэнергетики и электромеханики

# АВТОМАТИКА ЭНЕРГОСИСТЕМ

*Методические указания к курсовой работе  
для студентов магистратуры направления 13.04.02*

САНКТ-ПЕТЕРБУРГ  
2019

УДК 621.316 (073)

**АВТОМАТИКА ЭНЕРГОСИСТЕМ:** Методические указания к курсовой работе / Санкт-Петербургский горный университет. Сост.: *В.В.Полищук, Т.Е. Минакова*. СПб, 2019. 57 с.

В методических указаниях к курсовой работе приведены варианты задания и исходные данные, необходимые для выполнения курсовой работы, а также приведены краткие теоретические сведения по разделам, рассматриваемым в работе.

Предназначены для студентов магистратуры направления подготовки 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника», направленность (профиль) программы «Системы электроснабжения».

Научный редактор проф. *В.А. Шпенст*

Рецензент канд. техн. наук *М.И. Божков* (ГЦЭ-Энерго)

## ОБЩИЕ УКАЗАНИЯ

При изучении дисциплины студенты должны выполнить курсовую работу, основной целью которой являются закрепление теоретического материала по курсу и получение практических навыков решения задач в области определения расчетов токов коротких замыканий, выбора средств, видов релейной защиты и автоматики, расчета уставок выбранных защит.

Для выполнения пунктов заданий курсовой работы (КР) студенты должны прослушать лекции по соответствующим разделам дисциплины или самостоятельно проработать теоретический материал. Исходные данные для выполнения работы, берутся из таблиц по вариантам. При необходимости исходные данные могут быть изменены или уточнены преподавателем, ведущим курсовую работу.

После завершения расчетов студент должен оформить курсовую работу в соответствии с приведенными правилами оформления и сдать на проверку преподавателю. После окончания проверки студент должен исправить ошибки и замечания, выявленные преподавателем. При отсутствии замечаний (или после исправлений их), студент допускается к защите работы. Защита проходит в виде устного собеседования по темам, рассмотренным в курсовой работе.

К зачету по дисциплине допускаются студенты, выполнившие и защитившие курсовую работу.

# **1. ЗАДАНИЯ НА КУРСОВУЮ РАБОТУ И МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ К ЕЕ ВЫПОЛНЕНИЮ**

## **1.1. ТРЕБОВАНИЯ К ВЫПОЛНЕНИЮ И ОФОРМЛЕНИЮ КР**

В процессе изучения дисциплины студенты должны выполнить курсовую работу. Перед выполнением каждого пункта задания на курсовую работу следует ознакомиться с исходными данными, проработать соответствующий теоретический материал, методические указания к решению поставленной задачи.

При оформлении КР титульный лист и правила оформления курсовых работ и проектов копируется с сайта Горного университета.

Текст работы должен быть изложен аккуратно, четко, с обязательным приведением условия задачи, исходных данных, необходимых формул, рисунков, схем, единиц измерения физических величин.

Студенты допускаются к зачету по дисциплине только после рецензирования и защиты курсовой работы.

Цель работы: определить виды и рассчитать установки релейной защиты и автоматики для приведенной в задании системы электроснабжения.

Постановка задачи: имеется схема электроснабжения (рис.1.1), которая снабжается электроэнергией потребителей от энергосистемы через два силовых высоковольтных трансформатора (Т1.1 и Т1.2). Для каждого из элементов схемы выбираются и рассчитываются необходимые виды защит, определяются их установки, защиты согласовываются между собой по селективности (с построением карты селективности).

## **1.2. ЗАДАНИЯ ДЛЯ ВЫПОЛНЕНИЯ КР**

Для представленной на рис. 1.1 схемы электроснабжения необходимо:

1. Произвести расчет токов короткого замыкания и максимальных рабочих токов;
2. Выбрать необходимое оборудование;
3. Произвести расчет токовых защит;
4. Произвести расчет дифференциальных защит трехобмоточных (110/35/6 кВ) и двухобмоточных (35/6 кВ) трансформаторов;
5. Произвести расчет дистанционных защит воздушных линий 110 и 35 кВ;
6. Произвести расчет дифференциальной защиты шин 35 кВ;
7. Произвести расчет защит от однофазных замыканий на землю;
8. Произвести расчет защит токов нулевой последовательности;
9. Обеспечить работу автоматического ввода резервного питания (АВР) и автоматического повторного включения (АПВ);
10. Составить задание на наладку.

## **1.3. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ВЫПОЛНЕНИЯ РАСЧЕТОВ**

Принципиальная схема системы электроснабжения представлена на рис. 1.1

Параметры элементов схемы в соответствии с вариантом приведены в табл.1 - табл.2.

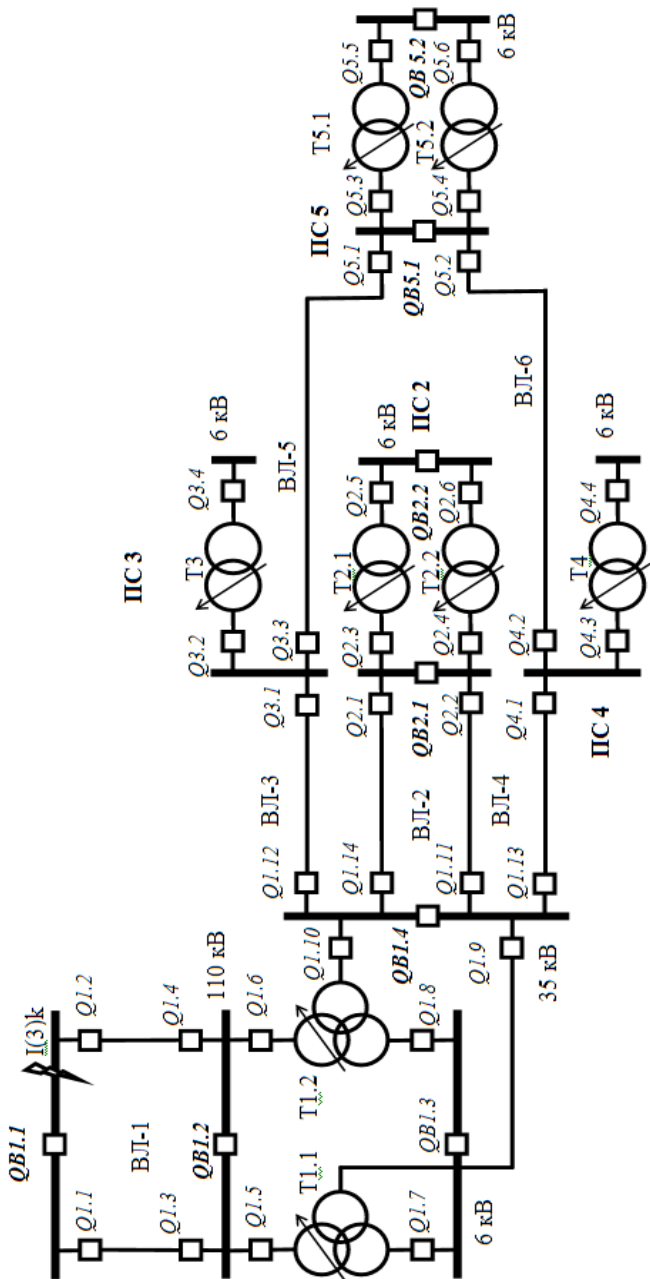


Рис. 1.1 Схема электрических соединений

Исходные данные для выполнения КР

Таблица 1

Вариант	S <sub>ном</sub> , МВА										I <sub>k</sub> <sup>(3)</sup> , кА	
	T1.1	T1.2	T2.1	T2.2	T3	T4	T5.1	T5.2	max	min		
1	40	40	16	16	6,3	4,0	10	10	2,8	2,65		
2	25	25	10	10	6,3	4,0	6,3	6,3	2,85	2,71		
3	40	40	10	10	4,0	6,3	16	16	2,9	2,74		
4	25	25	6,3	6,3	4,0	4,0	10	10	2,95	2,8		
5	40	40	10	10	6,3	6,3	16	16	3,0	2,82		
6	25	25	4,0	4,0	6,3	4,0	6,3	6,3	2,8	2,65		
7	40	40	6,3	6,3	16	10	6,3	6,3	2,85	2,71		
8	25	25	4,0	4,0	4,0	6,3	6,3	6,3	2,9	2,74		
9	40	40	16	16	10	16	4,0	4,0	2,95	2,8		
10	25	25	10	10	4,0	6,3	6,3	6,3	3,0	2,82		
11	16	16	4,0	4,0	4,0	4,0	2,5	2,5	3,1	2,6		
12	25	25	6,3	6,3	4,0	2,5	16	10,0	2,7	2,4		



Таблица 2

Вариант	$t_{C3\text{OB}}$ , с		АС-120, км						$I_k^{(3)}$ , кА	
	$t_{C3\text{OB}2.2}$	$t_{C3\text{OB}5.2}$	ВЛ-1	ВЛ-2	ВЛ-3	ВЛ-4	ВЛ-5	ВЛ-6	max	min
1	1,0	1,5	10	15	12	6	10	8	2,8	2,65
2	0,9	1,4	15	12	10	8	12	6	2,85	2,71
3	0,8	1,3	20	10	4	12	10	6	2,9	2,74
4	0,7	1,2	25	7	6	10	8	12	2,95	2,8
5	1,0	1,5	30	5	10	8	6	4	3,0	2,82
6	1,1	1,5	10	15	4	10	8	6	2,8	2,65
7	1,0	1,4	15	12	12	4	4	8	2,85	2,71
8	0,9	1,3	20	10	8	6	4	6	2,9	2,74
9	0,8	1,4	25	7	6	8	10	8	2,95	2,8
10	0,7	1,5	30	5	8	10	4	6	3,0	2,82
11	0,8	1,4	15	10	10	12	5	9	3,1	2,6
12	0,9	1,2	11	12	4	9	11	15	2,7	2,4

## 2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ МАКСИМАЛЬНЫХ РАБОЧИХ ТОКОВ И ТОКОВ КЗ

### 2.1 ОПРЕДЕЛЕНИЕ МАКСИМАЛЬНЫХ РАБОЧИХ ТОКОВ

Для определения максимальных рабочих токов рассматривает нормальные режимы оборудования с максимально допустимыми нагрузками.

Номинальный первичный ток трансформатора силового трансформатора определяется:

$$I_{\text{ТНОМ}} = \frac{S_{\text{ТНОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{т ср}}} . \quad (2.1)$$

На одотрансформаторных подстанциях максимальный рабочий ток принимается равным номинальному току, на двухтрансформаторные подстанциях максимальный рабочий ток может превышать номинальный в 1,4 раза в соответствии [1].

Максимальный рабочий ток линии определяется по режиму, когда одна из питающих ТП (ПС) линий отключена, а оставшаяся в работе линия несет на себе всю нагрузку ТП (ПС).

Максимальные рабочие токи через секционные выключатели *QB* полагаем равными соответствующим номинальным токам трансформаторов.

### 2.2 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ

Для расчета токов КЗ составляем схему замещения системы электроснабжения (рис. 2.1). В соответствии с исходными данными рассчитаем максимальную и минимальную полные мощности короткого замыкания

$$S_{\text{КЗ max}} = \sqrt{3} \cdot I_{\text{кз max}} \cdot U_{\text{ном}} , \quad (2.2)$$

$$S_{\text{КЗ min}} = \sqrt{3} \cdot I_{\text{кз min}} \cdot U_{\text{ном}} . \quad (2.3)$$

Расчет может быть выполнен в относительных базисных или именованных единицах. При выполнении расчета в базисных единицах рекомендуется принимать за базисные значения:

$S_{\bar{0}} = S_{K3 \max}$ ;  $E_c = 1$ ,  $U_{\bar{0}1} = 115$  кВ,  $U_{\bar{0}2} = 36,75$  кВ и  $U_{\bar{0}3} = 6,3$  кВ.

Соответственно, базисные токи и сопротивления системы в максимальном и минимальном режимах КЗ будут равны:

$$I_{\bar{0}} = \frac{S_{\bar{0}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{0}}}, \quad (2.4)$$

$$X_{c \min} = \frac{S_{\bar{0}}}{S_{K3 \max}} \text{ (o.e.)}, \quad (2.5)$$

$$X_{c \max} = \frac{S_{\bar{0}}}{S_{K3 \min}} \text{ (o.e.)}. \quad (2.6)$$

## 2.2.1 РАСЧЕТ СОПРОТИВЛЕНИЙ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Сопротивления трансформаторов определяются в максимальном и минимальном режиме работы системы и с учетом диапазоном регулирования напряжения в трансформаторах (при наличии РПН диапазон регулирования –  $9 \cdot 1,76 \% = 16 \%$ ). Определяем  $U_K \%$  для минимального и максимального положения РПН ( $U_{k \max \%}$  и  $U_{k \min \%}$ ) [2], [3]. Аналитические формулы для расчета в относительных единицах (2.7) – (2.12):

$$X_{B \max} = \frac{0,5 \cdot (U_{k \text{вн-нн} \max} + U_{k \text{вн-сн} \max} - U_{k \text{сн-нн}}) \cdot S_{\bar{0}}}{100 \cdot S_T}, \quad (2.7)$$

$$X_{C \max} = \frac{0,5 \cdot (U_{k \text{сн-нн} \max} + U_{k \text{вн-сн} \max} - U_{k \text{вн-нн}}) \cdot S_{\bar{0}}}{100 \cdot S_T}, \quad (2.8)$$

$$X_{H \max} = \frac{0,5 \cdot (U_{k \text{сн-нн}} + U_{k \text{вн-нн} \max} - U_{k \text{вн-сн} \max}) \cdot S_{\bar{0}}}{100 \cdot S_T}, \quad (2.9)$$

$$X_{B \min} = \frac{0,5 \cdot (U_{k \text{вн-нн} \min} + U_{k \text{вн-сн} \min} - U_{k \text{сн-нн} \min}) \cdot S_{\bar{0}}}{100 \cdot S_T}, \quad (2.10)$$

$$X_{C \min} = \frac{0,5 \cdot (U_{kcn-nn \min} + U_{k\text{вн}-cn \min} - U_{k\text{вн}-nn \min}) \cdot S_{\text{б}}}{100 \cdot S_T}, \quad (2.11)$$

$$X_{H \min} = \frac{0,5 \cdot (U_{kcn-nn \min} + U_{k\text{вн}-nn \min} - U_{k\text{вн}-cn \min}) \cdot S_{\text{б}}}{100 \cdot S_T}. \quad (2.12)$$

Аналитические формулы для расчета в именованных единицах(2.13) – (2.18):

$$X_{B \max} = \frac{0,5 \cdot (U_{k\text{вн}-nn \max} + U_{k\text{вн}-cn \max} - U_{kcn-nn \max}) \cdot U_{T \max}^2}{100 \cdot S_T}, \quad (2.13)$$

$$X_{C \max} = \frac{0,5 \cdot (U_{kcn-nn \max} + U_{k\text{вн}-cn \max} - U_{k\text{вн}-nn \max}) \cdot U_{T \max}^2}{100 \cdot S_T}, \quad (2.14)$$

$$X_{H \max} = \frac{0,5 \cdot (U_{kcn-nn \max} + U_{k\text{вн}-nn \max} - U_{k\text{вн}-cn \max}) \cdot U_{T \max}^2}{100 \cdot S_T}, \quad (2.15)$$

$$X_{B \min} = \frac{0,5 \cdot (U_{k\text{вн}-nn \min} + U_{k\text{вн}-cn \min} - U_{kcn-nn \min}) \cdot U_{T \min}^2}{100 \cdot S_T}, \quad (2.16)$$

$$X_{C \min} = \frac{0,5 \cdot (U_{kcn-nn \min} + U_{k\text{вн}-cn \min} - U_{k\text{вн}-nn \min}) \cdot U_{T \min}^2}{100 \cdot S_T}, \quad (2.17)$$

$$X_{H \min} = \frac{0,5 \cdot (U_{kcn-nn \min} + U_{k\text{вн}-nn \min} - U_{k\text{вн}-cn \min}) \cdot U_{T \min}^2}{100 \cdot S_T}. \quad (2.18)$$

В соответствии с диапазоном регулирования определяем минимальное и максимальное напряжение высшей обмотки трансформатора ( $U_{T \max} = 126$  кВ;  $U_{T \min} = 96,6$  кВ).

Для двухобмоточных трансформаторов малой и средней мощности (с установленным ПБВ  $\pm 2 \cdot 2,5$  %)  $U_{k \max \%}$  и  $U_{k \min \%}$  определяем по [2], принимаем  $U_{\max} = 42,6$  кВ;  $U_{\min} = 31$  кВ. Если не известно справочное значение  $U_{k \min}$  и  $U_{k \max}$ , то определяем его по формулам (ПБВ -  $\pm 2 \cdot 2,5$  % или РПН -  $\pm 9 \cdot 1,76$  % = 16 %) соответственно:

$$U_{k \max} = U_K \cdot (1 + 0,05)^2 \quad \text{или} \quad U_{k \max} = U_K \cdot (1 + 0,16)^2$$

$$U_{k \max} = U_K \cdot (1 - 0,05)^2 \text{ или } U_{k \max} = U_K \cdot (1 + 0,16)^2$$

Аналитические формулы для расчета в относительных единицах [4] (2.19), (2.20):

$$X_{\max} = \frac{U_{k \max} \cdot S_{\sigma}}{100 \cdot S_T}, \quad (2.19)$$

$$X_{\min} = \frac{U_{k \min} \cdot S_{\sigma}}{100 \cdot S_T}. \quad (2.20)$$

Аналитические формулы для расчета в именованных единицах (2.21), (2.22):

$$X_{\max} = \frac{U_{k \max} \cdot U_{\max}^2}{100 \cdot S_T}, \quad (2.21)$$

$$X_{\min} = \frac{U_{k \min} \cdot U_{\min}^2}{100 \cdot S_T}. \quad (2.22)$$

### 2.2.2. РАСЧЕТ АКТИВНОГО И ИНДУКТИВНОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ ЛИНИЙ

Удельные активное и индуктивное сопротивления для линии, выполненных проводом марки АС приведены в справочных данных [5], например, для АС-120:  $r_0 = 0,25$  Ом/км,  $x_0 = 0,43$  Ом/км.

Аналитические формулы для расчета сопротивлений в относительных единицах (2.23), (2.24):

$$R = r \cdot l \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma}^2}, \quad (2.23)$$

$$X = x \cdot l \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma}^2}. \quad (2.24)$$

Аналитические формулы для расчета сопротивлений в относительных единицах (2.25), (2.26):

$$R = r \cdot l, \quad (2.25)$$

$$X = x \cdot l. \quad (2.26)$$

### 2.3 РАСЧЕТ ТОКОВ КЗ

Схема замещения для расчета токов КЗ выполняется в соответствии с расчетной схемой (рис. 1.1) и приводится в тексте КР.

Расчет токов КЗ в режиме максимальных токов производится по следующим формулам:

$$I^{(3)}_{Kn} = \frac{E_c \cdot I_{\sigma n}}{\sqrt{(\sum X_{\min})^2 + (\sum R_{\min})^2}}, \quad (2.27)$$

$$I^{(3)}_{y\partial n} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial n} \cdot I^{(3)}_{Kn}. \quad (2.28)$$

Расчета токов КЗ в режиме минимальных токов производится по формуле (2.29):

$$I^{(3)}_{Kn} = \frac{E_c \cdot I_{\sigma n}}{\sqrt{(\sum X_{\max})^2 + (\sum R_{\max})^2}}. \quad (2.29)$$

Величину ударных токов также возможно определить в соответствии со средними значениям ударными коэффициентами, взятыми из технических таблиц, например  $k_{y35} = 1,61$ , а для участка сети 110 кВ –  $k_{y110} = 1,7[6]$ .

Результат расчета токов КЗ в максимальном и минимальном режимах представляем в табл.3

Таблица 3

Номер точки КЗ (напряжение, кВ)	Таблица 3		
	$I_{kmax}, kA$	$I_{kmin}, kA$	$I_{kyд}, kA$

### 3. РАСЧЕТ ТОКОВОЙ ЗАЩИТЫ

Предварительно, до расчета уставок защит, необходимо выбрать аппаратную базу для выполнения системы релейной защиты. Предполагается, что для выполнения защиты необходим микропроцессорный терминал релейной защиты, например, реле серии *SEPAM* производства *Schneider Electric* или БМРЗ производства НТЦ «Механотроника».

#### 3.1 РАСЧЕТ МАКСИМАЛЬНОЙ ТОКОВОЙ ЗАЩИТЫ УЧАСТКА ЦЕПИ

Основной защитой для сети 6-35 кВ в соответствии с ПУЭ [7] является максимальная токовая защита. Для расчета МТЗ необходимо определить уставку по току, уставку по времени и чувствительность, рассчитанной МТЗ.

#### РАСЧЕТ ЗАЩИТЫ УЧАСТКА СЕТИ

Номинальный ток трансформатора определяется

$$I_{ТНОМ} = \frac{S_{ТНОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{1ВН}} \cdot \quad (3.1)$$

Максимальный рабочий ток линии определяется по режиму, когда один из трансформаторов Т2 (или Т1) отключен. В этом случае оставшийся в работе трансформатор будет перегружен. Для масляного трансформатора средней мощности допустимый коэффициент перегрузки  $K_{П} = 1,4$ .

$$I_{\text{раб.мах ВЛ}} = K_{П} I_{Т1\text{ном}} \cdot \quad (3.2)$$

Максимальный рабочий ток через секционный выключатель *QB* полагаем равными соответствующим номинальным токам трансформаторов с учетом допустимой перегрузки:

$$I_{\text{раб.мах QB}} = 0,7 I_{Т1\text{ном}} \cdot \quad (3.3)$$

Ток срабатывания токовой защиты секционного выключателя рассчитывается по формуле:

$$I_{cзQB} = \frac{K_n \cdot K_{cз} \cdot I_{раб максQB}}{K_г} . \quad (3.4)$$

В соответствии с паспортными данными выбранного реле принимает для расчета, например:  $k_n = 1,05$ ;  $k_г = 0,95$ . Коэффициент самозапуска принимается  $k_{c.з.} = 3,5$  для смешанной нагрузки.

Время срабатывания максимальной токовой защиты для секционного выключателя  $QB$  отстраивается от времени срабатывания защит отходящих присоединений ТП и принимается равным времени, приведенному в соответствии с вариантом исходных данных к КР (табл. 2).

Ток срабатывания токовой защиты вводного выключателя рассчитывается по формуле:

$$I_{cзQ} = \frac{K_n \cdot K_{cз1} \cdot I_{раб максQB}}{K_г} + \frac{K_n \cdot K_{cз2} \cdot I_{раб максQB}}{K_г} . \quad (3.5)$$

Для отключившейся секции шин коэффициент самозапуска принимается  $k_{c.з.1} = 3,5$ , для неотключившейся секции  $k_{c.з.2} = 1,5 \div 2$ .

Время срабатывания максимальной токовой защиты для вводного выключателя будет отличаться от времени срабатывания защиты секционного выключателя на величину ступени выдержки времени (для цифровых терминалов  $\Delta t = 0,3$  с).

Если через токовые защиты протекает один и тот же рабочий ток (например, защиты установлены в начале и конце линии, или на стороне высокого и низкого напряжения трансформатора), то для отстройки защит по току применяется коэффициент 1,25:

$$I_{cз.посл} = 1,25 \cdot I_{cз.пред} . \quad (3.6)$$

В свою очередь, уставка по времени для каждой последующей защиты будет увеличиваться на ступень селективности  $\Delta t$ , с.



Выбранные уставки срабатывания токовых защит проверяются по коэффициенту чувствительности. Значение коэффициента чувствительности максимальной токовой защиты должно превышать 1,5 [7]:

$$K_{чз} = \frac{I_{k \min}}{I_{сз}} > 1,5 . \quad (3.7)$$

В качестве минимального тока короткого замыкания принимается ток двухфазного КЗ в конце основной зоны действия защиты:

$$K_{чз} = \frac{\sqrt{3}/2 I^{(3)}_{k \min}}{I_{сз}} > 1,5 . \quad (3.8)$$

Если конец основной зоны действия токовой защиты находится за силовым трансформатором 11-ой группы и контроль тока производится в трех фазах, в качестве минимального тока принимается трехфазный ток.

$$K_{чз} = \frac{I^{(3)}_{k \min}}{I_{сз}} > 1,5 . \quad (3.9)$$

Если конец основной зоны действия токовой защиты находится за силовым трансформатором 11-ой группы и контроль тока производится в двух фазах, в качестве минимального тока принимается половина трехфазного тока.

$$K_{чз} = \frac{0,5 I^{(3)}_{k \min}}{I_{сз}} > 1,5 . \quad (3.10)$$

Аналогично выполняем расчет уставок токовых защит для всех участков цепи 35 кВ и 6 кВ (рис. 3.1). Результаты расчета представлены в табл.4

Таблица 4

Обозначение выключателя	$I_{сз}, A$	$t_{сз}, с$	$K_{ц}$
Участок сети 14-10 (ПС 3)			
<i>Q</i> 3.4	*()		
<i>Q</i> 3.2			
Участок сети 11-7 (ПС 4)			
<i>Q</i> 4.4	*()		
<i>Q</i> 4.3			
Участки сети 13 – 9 – 6; 12 – 8 – 5			
<i>QB</i> 2.2	*()		
<i>Q</i> 2.6	*()		
<i>Q</i> 2.4			
<i>QB</i> 2.1			
<i>Q</i> 2.2			
<i>Q</i> 1.11			
<i>QB</i> 2.2	*()		
<i>Q</i> 2.5	*()		
<i>Q</i> 2.3			
<i>QB</i> 2.1			
<i>Q</i> 2.1			
<i>Q</i> 1.14			
Участки сети 18 – 16 – 4; 17 – 15 – 5			
<i>QB</i> 5.2	*()		
<i>Q</i> 5.6	*()		
<i>Q</i> 5.4			
<i>QB</i> 5.1			
<i>Q</i> 5.2			
<i>Q</i> 4.1			

Продолжение табл.4

Обозначение выключателя	$I_{сз}, A$	$t_{сз}, с$	$K_{ц}$
<i>QB 2.2</i>	*()		
<i>Q2.5</i>	*()		
<i>Q2.3</i>			
<i>QB 2.1</i>			
<i>Q 2.1</i>			
<i>Q 1.14</i>			
Участки сети 18 – 16 – 4; 17 – 15 – 5			
<i>QB5.2</i>	*()		
<i>Q 5.6</i>	*()		
<i>Q5.4</i>			
<i>QB5.1</i>			
<i>Q 5.2</i>			
<i>Q 4.1</i>			
<i>Q 4.2</i>			
<i>Q 4.1</i>			
<i>Q 1.13</i>			
<i>QB 1.4</i>			
<i>Q 1.9</i>			
<i>QB5.2</i>	*()		
<i>Q 5.5</i>	*()		
<i>Q5.3</i>			
<i>QB5.1</i>			
<i>Q 5.1</i>			
<i>Q 3.3</i>			
<i>Q 3.1</i>			
<i>Q 1.12</i>			
<i>QB 1.4</i>			
<i>Q 1.10</i>			

\* – в табл. 6 в скобках указывать токи срабатывания защиты, приведенные к стороне 6 кВ

### 3.2 ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА

Для реализации токовых защит, установленных на каждом выключателе рассчитываемого участка необходимо выбрать и прове-

ритель трансформаторы тока. ТА выбираются по номинальному току и напряжению. Для ЛЭП первичный номинальный ток ТА определяется исходя из условия:

$$I_{\max . раб} \leq I_{\text{ном}} . \quad (3.11)$$

Для силовых трансформаторов с учетом перегрузки:

$$I_{\max . раб} = 1,4 \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U_T} \leq I_{\text{ном}} .$$

Для присоединений 6(10) кВ рекомендуется выбирать ТА типов ТОЛ, ТПОЛ, ТПЛ, для присоединений 35 и 110 кВ встроенные ТА типов ТВ и ТВТ.

Выбранный трансформатор тока проверяется по условиям термической динамической стойкости к действию токов КЗ:

$$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{уд}} ,$$

где:  $I_{\text{уд}}$ – значение ударного тока короткого замыкания в месте установки ТА.

Термическую стойкость трансформатора тока проверяется исходя из условия:

$$I_{\text{ТС}}^2 t \geq I_{\text{К max}}^2 t_{\text{прив}} ,$$

где:  $I_{\text{К max}}$ – значение максимального тока короткого замыкания в месте установки ТА;

$t_{\text{прив}}$  – приведенное время действие релейной защиты, определяемое с учетом времени действия резервной защиты.

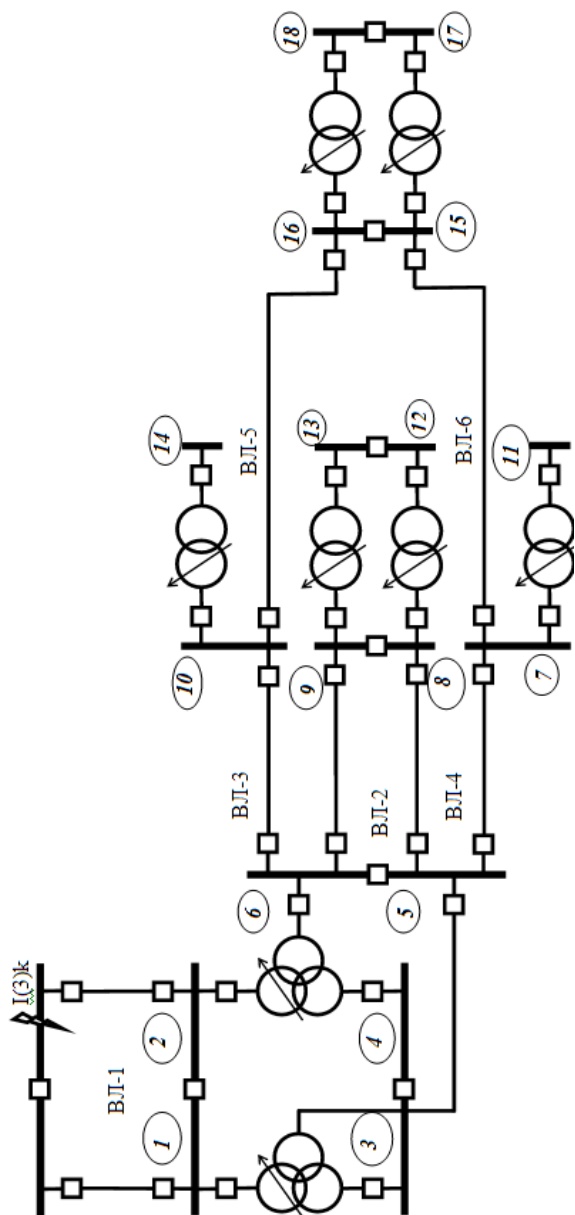


Рис. 2.1 Участки цепи 35 и 6 кВ

При использовании ТА в цепях РЗ необходима проверка трансформатора тока на допустимую полную погрешность при расчетном токе короткого замыкания. В качестве расчетного принимаются следующие значения токов короткого замыкания [8]:

- для максимальной токовой защиты –  $1,1 I_{C3}$ ;
- для дифференциальной защиты – максимальный ток внешнего короткого замыкания (за зоной действия защиты -  $I_{Квн\max}$ );
- для дистанционной защиты – максимальный ток короткого замыкания в конце первой зоны действия защиты ( $I_{1Kmax}$ ) или ток в конце линии, если линия короче первой зоны.

Проверка производится по двум условиям:

$$K_{расч.} = \frac{I_{1расч}}{I_{1НОМ}} \leq K_H,$$

где:  $K_H$  – номинальная кратность выбранного ТА;

$I_{1НОМ}$  – номинальный первичный ток выбранного ТА,

$I_{1расч}$  – расчетный ток;

$$z_{2НОМ} \geq z_{НФР},$$

где:  $z_{2НОМ}$  – номинальное сопротивление вторичной нагрузки выбранного ТА;

$z_{НФР}$  – фактическое расчетное сопротивление нагрузки.

$$z_{2НОМ} = \frac{S_{2НОМ}}{I_{2НОМ}^2},$$

где:  $S_{2НОМ}$  – номинальная мощность вторичной обмотки выбранного ТА;

$I_{2НОМ}^2$  – номинальный вторичный ток.

Если, вторичные обмотки трансформаторов тока соединены в схему «полная звезда», тогда сопротивление вторичной нагрузки трансформатора рассчитывается по формуле;

$$z_{НФР} = r_{np} + r_T + r_{пер} = \rho \frac{l}{S} + r_T + r_{пер}, \quad (3.12)$$

где:  $\rho_{\text{меди}}=0,0175 \text{ Ом}\cdot\text{мм}^2/\text{м}$ ;

$l$  – длина токовых цепей, м;

$s$  – сечение токовых цепей,  $\text{мм}^2$ ;

$r_T$  – сопротивление терминала МУРЗ,  $r_T=0,01 \text{ Ом}$ ;

$r_{\text{пер}}$  – переходное сопротивление контактов,  $r_{\text{пер}}=0,05 \text{ Ом}$ .

Для ячеек ЗРУ 6(10) кВ длина токовых цепей находится в пределах 2÷4 м. Для ОРУ 35 кВ длина токовых цепей находится в пределах 20÷50 м. Для ОРУ 110 кВ длина токовых цепей может доходить до 100 м.

Результаты выбора трансформаторов тока для каждого участка сети сводим в табл.5.

Таблица 5

№ выкл.	Марка ТА	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$ А	$i_{\text{дин}} \geq i_y$ , кА	$I^2_{\text{терм}} t_{\text{терм}} \geq B_k$ $\text{МА}^2 \cdot \text{с}$	$K_{10\text{пред}} \geq K_{10\text{расч}}$

### 3.3. ПОСТРОЕНИЕ КАРТЫ СЕЛЕКТИВНОСТИ

По результатам расчета уставок составим карту селективности участков. При построении карты селективности допустимо значения токов указывать в абсолютных единицах (А). Пример составления карты селективности для участка с токовыми защитами, имеющими времянезависимые характеристики, приведен на рис. 3.1.

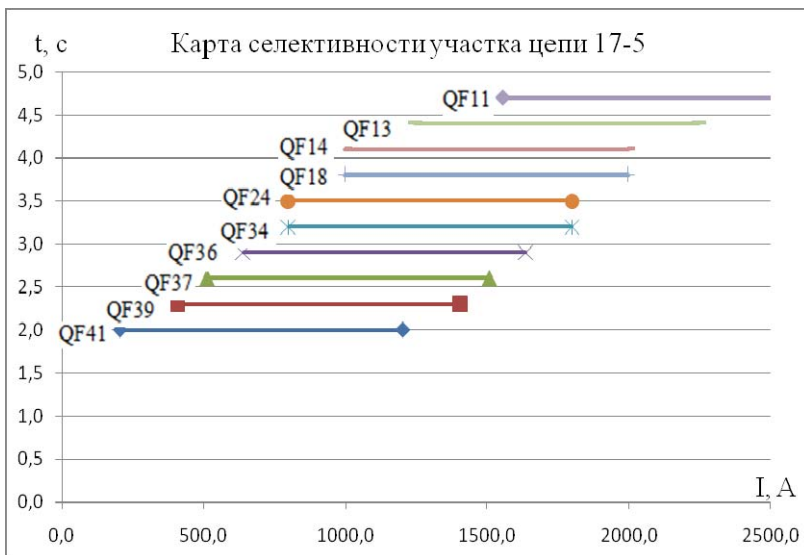


Рис. 3.1 Карта селективности участка цепи

#### 4. РАСЧЕТ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНЫХ ЗАЩИТ ТРАНСФОРМАТОРОВ 35/6 кВ

Для расчета дифференциальных защит будем использовать терминал БМРЗ. Уставки дифференциальной защиты рассчитаны в соответствии с предложенным производителем защиты алгоритмом [9]. Расчет ведется в относительных единицах. В качестве базисного тока принимается номинальный ток трансформатора на высшей стороне напряжения (со стороны источника питания)

Пример расчета дифференциальной защиты для приведен для двухобмоточного трансформатора.

В соответствии с рабочими токами на высшей и низшей стороне силового трансформатора выбираем трансформаторы тока (табл. 6 и 7).



Таблица 6

Условия выбора	ТВ – 35	
	Справочный параметр	Расчетный параметр
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$	$I_{\text{ном}} = 400 \text{ А}$	$I_{T5.1 \text{ ВН}} = 264 \text{ А}$
$I^2_{\text{терм}} t_{\text{терм}} \geq B_{\kappa}$	$I^2_{\text{терм}} t_{\text{терм}} = 1728 \text{ МА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\kappa} = 0,7 \text{ МА}^2 \cdot \text{с}$
$K_{10\text{пред}} \geq K_{10\text{расч}}$	8	2,9

Таблица 7

Условия выбора	ТПОЛ – 10	
	Справочный параметр	Расчетный параметр
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$	$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$	$I_{T5.1 \text{ НН}} = 1998 \text{ А}$
$i_{\text{дин}} \geq i_{\nu}$	$i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{вд}} = 11 \text{ кА}$
$I^2_{\text{терм}} t_{\text{терм}} \geq B_{\kappa}$	$I^2_{\text{терм}} t_{\text{терм}} = 1600 \text{ МА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\kappa} = 23 \text{ МА}^2 \cdot \text{с}$
$K_{10\text{пред}} \geq K_{10\text{расч}}$	22	3,4

БМРЗ используют преобразователь ток-напряжение с номинальными токами 0,5 А, 1 А, 2,5 А и 5 А. Выберем 5-ти амперный преобразователь ( $I_{\text{ПТН}}=5$ ), для которого необходимо выполнение условия (4.1):

$$I_{\text{ПТН}} \leq 6 \cdot \frac{I_{T \text{ ном}}}{K_{\text{ТА}}}, \quad (4.1)$$

где  $K_{\text{ТА}}$  – коэффициент трансформации ТА.

Тогда, для высшей и низшей сторон защищаемого трансформатора, данное выражение будет иметь вид:

$$5 \leq 6 \cdot \frac{1540}{2000/5} = 23,1;$$

$$5 \leq 6 \cdot \frac{264}{400/5} = 19,8.$$

Как можно заметить, условия выполняются.

## РАСЧЕТ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОЙ ОТСЕЧКИ

Ток срабатывание дифференциальной отсечки определяется по формуле:

$$I_{ДТО} = k_{отс} \cdot I_{нб\ расч}, \quad (4.2)$$

где  $k_{отс} = 1,3$  – коэффициент отстройки;

$I_{нб\ расч}$  – расчетный ток небаланса.

Расчетный ток небаланса определяется по формуле (4.3):

$$I_{нб\ расч} = I'_{неб} + I''_{неб} + I'''_{неб} = (k_{пер} \cdot k_a \cdot \varepsilon_{\max} + U_{рег} \cdot K_{ток} + \gamma) \frac{I_{k\max}}{I_T^{BH}}, \quad (4.3)$$

где  $k_{пер} = 2,5$  – коэффициент, учитывающий переходной режим;

$k_a = 1$  – коэффициент однотипности трансформаторов тока;

$\varepsilon_{\max} = 0,1$  – максимально допустимая погрешность трансформатора тока;

$U_{рег} = 0,16$  – диапазон регулирования РПН трансформатора;

$K_{ток} = 1$  – коэффициент токораспределения;

$\gamma = 0,05$  – относительная погрешность цифрового выравнивания токов плеч;

$I_{k\max} = 1170 \text{ A}$  – максимальный ток внешнего КЗ;

$I_T^{BH} = 264 \text{ A}$  – номинальный ток трансформатора на высшей стороне.

В результате:

$$I_{ДТО} = 1,3 \cdot (2,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 \cdot 1 + 0,05) \frac{1170}{264} = 2,65.$$

В соответствии с рекомендациями для БМРЗ, ток  $I_{ДТО}$  должен быть больше либо равен 5, отсюда примем  $I_{ДТО} = 5$

## РАСЧЕТ ТОРМОЗНОЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Начальный ток срабатывания дифференциальной защиты рассчитывается по формуле (4.4):

$$I_{ДЗТ\ нач} = k_{омс} \cdot [0,5 \cdot (k_{пер} \cdot k_a \cdot \varepsilon_{0,5} + U_{рег} + \gamma)] \geq 0,3, \quad (4.4)$$

где  $k_{омс} = 1,5$  – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность расчета и необходимый запас;

$k_{пер} = 1$  – коэффициент, учитывающий переходный режим;

$k_a = 1$  – коэффициент однотипности ТА;

$\varepsilon_{0,5} = 0,03$  – максимальная погрешность ТА в режимах работы близких к номинальному (без насыщения сердечника ТА);

$U_{рег} = 0,16$  – диапазон регулирования РПН трансформатора;

$\gamma = 0,05$  – относительная погрешность цифрового выравнивания токов плеч.

Следовательно:

$$I_{ДЗТ\ нач} = 1,5 \cdot [0,5 \cdot (1 \cdot 1 \cdot 0,03 + 0,16 + 0,05)] = 0,18 \geq 0,3.$$

Примем  $I_{ДЗТ\ нач} = 0,3$

Ток дифференциальной защиты второго участка тормозной характеристики будет рассчитываться по формуле (4.5):

$$I_{ДЗТ\ 2} = k_{омс} \cdot [1,5 \cdot (k_{пер} \cdot k_a \cdot \varepsilon_{1,5} + U_{рег} + \gamma)], \quad (4.5)$$

где:  $k_{омс} = 1,3$  – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность расчета и необходимый запас;

$k_{пер} = 2$  – коэффициент, учитывающий переходный режим;

$k_a = 1$  – коэффициент однотипности ТА;

$\varepsilon_{1,5} = 0,05$  – максимальное из значений относительных полных погрешностей трансформатора тока в режиме, соответствующем  $1,5 \cdot I_{НОМ ТР}$ ;

$U_{рег} = 0,16$  – диапазон регулирования РПН трансформатора;

$\gamma = 0,05$  – относительная погрешность цифрового выравнивания токов плеч.

В результате:

$$I_{ДЗТ 2} = 1,3 \cdot [1,5 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,05 + 0,16 + 0,05)] = 0,51.$$

Коэффициент торможения второго участка будет равен:

$$K_{ТОРМ 2} = \frac{I_{ДЗТ 2} - I_{ДЗТ нач}}{1,5 - 0,5} = \frac{0,51 - 0,3}{1,5 - 0,5} = 0,21.$$

Ток торможения, соответствующий максимальному току внешнего КЗ, – третий участок тормозной характеристики):

$$I_{К ТОРМ} = \left(1 - \frac{k_{пер} \cdot \varepsilon_{max}}{2}\right) \cdot \frac{I_{k max}}{I_T^{BH}} = \left(1 - \frac{1 \cdot 0,1}{2}\right) \cdot \frac{1170}{264} = 4,2.$$

Тогда коэффициент торможения третьего участка будет равен:

$$K_{ТОРМ 3} = \frac{I_{ДТО} - I_{ДЗТ 2}}{I_{К ТОРМ} - 1,5} = \frac{5 - 0,51}{4,2 - 1,5} = 1,66.$$

Проверка на чувствительность:

$$K_{\chi} = \frac{I_{k min} \cdot (1 - \varepsilon_{max})}{I_T^{BH} \cdot I_{ДЗТ нач}} = \frac{920 \cdot (1 - 0,1)}{264 \cdot 0,3} = 9,7 \geq 2.$$

По результаты расчетов дифференциальной защиты трансформаторов оформляются в табл. 8 и строятся тормозные характеристики.

Тормозная характеристика для трансформатора приведена на рис 4.1.

Выбранные трансформаторы тока, необходимые для функционирования дифференциальной защиты трансформаторов 35/6 кВ, сведены в табл. 8.

Таблица 8

№ тр-ра	$I_{ДТО}$	$I_{ДЗТ\ нач}$	$I_{ДЗТ\ 2}$	$K_{ТОРМ2}$	$I_{K\ ТОРМ}$	$K_{ТОРМ3}$	$K_{ч}$

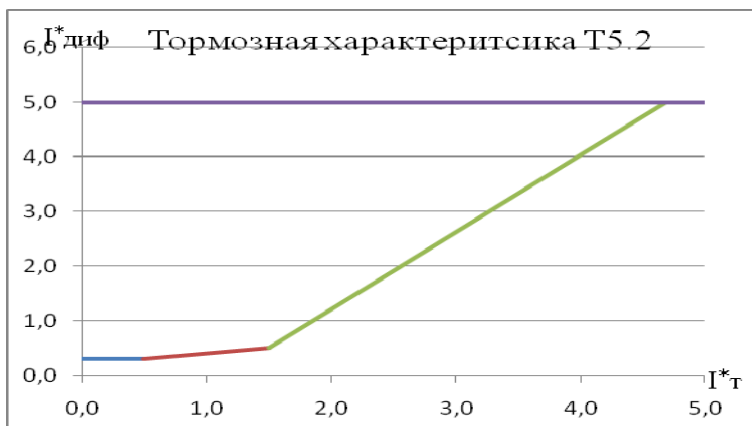


Рис. 4.1 Тормозная характеристика дифф. защиты Т5.2

## 5. РАСЧЕТ ДИСТАНЦИОННЫХ ЗАЩИТ ЛИНИЙ 35 И 110 КВ

В качестве основной защиты для линии 35 и 110 кВ в [7] предлагается использовать дистанционную защиту. Для реализации дистанционной защиты выбираем микропроцессорный терминал БМРЗ НТЦ «Механотроника» Дистанционные защиты БМРЗ выполняются трехступенчатыми. В качестве реагирующего органа используют реле сопротивления. Первые две ступени имеют четырехугольные характеристики. Третья ступень может иметь как четырехугольную, так и треугольную характеристику.

Полное сопротивление ВЛ определяется по формуле:

$$Z_{ВЛ} = \sqrt{r_{ВЛ}^2 + x_{ВЛ}^2} . \quad (5.1)$$

Для тупиковых линий в защищаемую зону целесообразно включать всю линию и шины тупиковой ПС. Среднее сопротивление силового трансформатора Т определяется по формуле:

$$Z_T = X_T = \frac{u_{\kappa} \cdot U_{НОМ}^2}{S_T} . \quad (5.2)$$

Угол линии в нормальном режиме работы будет рассчитываться по формуле:

$$\varphi_{ВЛ} = \arctg\left(\frac{x_{ВЛ}}{r_{ВЛ}}\right) . \quad (5.3)$$

Так как линия ВЛ – тупиковая, дистанционная защита выполняется одноступенчатой. Сопротивление срабатывания защиты в данном случае будет рассчитываться по формуле:

$$Z_{CЗ ВЛ}^I \leq 0,85 \cdot (Z_{ВЛ} + Z_T) . \quad (5.4)$$

При таком способе задания уставок необходимо обеспечить  $K_{\text{ч}}$ :

$$K_{\text{ч}} = \frac{Z_{CЗ ВЛ}^I}{Z_{ВЛ}} \geq 1,25 . \quad (5.5)$$

Тогда условие обеспечения чувствительности защиты соответствует соотношению сопротивлений линии и трансформатора:

$$\frac{Z_T}{Z_{ВЛ-2}} \geq 0,47 . \quad (5.6)$$

Определим уставки дистанционной защиты при КЗ через дугу (не металлическом). Для этого необходимо определить сопротивление дуги.

Сопротивление системы:

$$Z_C = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot I_{K \max}}. \quad (5.7)$$

Дуговое сопротивление можно определить по формуле:

$$R_{Д ВЛ} = \frac{2 \cdot l_D \cdot (Z_C + Z_{CЗ ВЛ}^I)}{U_{Л} / 1050 - l_D}, \quad (5.8)$$

где:  $l_D$  - длина дуги,  $l_D = 2,5$  м.

$U_{Л}$  - действующее значение линейного напряжения системы, В.

Таким образом, уставка по активному сопротивлению, которую необходимо рассчитывать для случая неметаллического КЗ, когда к сопротивлению защищаемого участка добавляется переходное сопротивление, равно:

$$R_{уст} = 1,25 \cdot \left[ \frac{R_{Д}}{2} + Z_{CЗ ВЛ}^I \cdot \cos(\varphi_{ВЛ}) \right]. \quad (5.9)$$

Для защиты не тупиковых линий используется двухступенчатая дистанционная защита.

Определяем полное сопротивление линии, угол линии и сопротивление системы по формулам (31), (33), (37). Сопротивление срабатывания защиты первой ступени:

$$Z_{CЗ ВЛ}^I \leq 0,85 \cdot Z_{ВЛ}. \quad (5.10)$$

Сопротивление дуги первой ступени:

$$R_{Д ВЛ}^I = \frac{2 \cdot l_D \cdot (Z_C + Z_{CЗ ВЛ}^I)}{U_{Л} / 1050 - l_D}. \quad (5.11)$$

Уставка по активному сопротивлению первой ступени:

$$R^I_{уст} = 1,25 \cdot \left[ \frac{R^I_{Д}}{2} + Z^I_{СЗ ВЛ} \cdot \cos(\varphi_{ВЛ}) \right]. \quad (5.12)$$

Коэффициент токораспределения:

$$K_{Т II ВЛ} = \frac{\sum I_{ВЛ}}{I_T}. \quad (5.13)$$

Сопротивление срабатывания защиты второй ступени:

$$Z^II_{СЗ ВЛ} \leq 0,85 \cdot Z^I_{СЗ ВЛ} + \frac{0,78 \cdot Z^I_{СЗ ВЛ}}{K_{Т II ВЛ}}. \quad (5.14)$$

Условие обеспечения чувствительности:

$$\frac{Z^I_{СЗ ВЛ}}{Z_{ВЛ}} \geq 0,51 \cdot K_{Т II ВЛ}. \quad (5.15)$$

Сопротивление дуги второй ступени:

$$R^II_{Д ВЛ} = \frac{2 \cdot l_{Д} \cdot (Z_C + Z^II_{СЗ ВЛ})}{U_{л} / 1050 - l_{Д}}. \quad (5.16)$$

Уставка по активному сопротивлению второй ступени:

$$R^II_{уст} = 1,25 \cdot \left[ \frac{R^II_{Д}}{2} + Z^II_{СЗ ВЛ} \cdot \cos(\varphi_{ВЛ}) \right]. \quad (5.17)$$

Время срабатывания защиты второй ступени отстраивается со ступенью селективности от времени первой ступени, т.е. принимается равной ступени селективности:

$$t^II_{СЗ} = 0,3 \text{ с}. \quad (5.18)$$

Смещение по полному сопротивлению рассчитывается по формуле:



$$Z_{CM\ ВЛ} = 0,1 \cdot \sqrt{r_{уд\ ВЛ}^2 + x_{уд\ ВЛ}^2} . \quad (5.19)$$

Результаты расчетов для одноступенчатых защит приводим в табл. 9.

Таблица 9

	$Z_{C3}^I, \text{ Ом}$	$\varphi_{Л}, \text{ град}$	$R_{Д}, \text{ Ом}$	$R_{уст}, \text{ Ом}$	$\frac{Z_{T2.1}}{Z_{ВЛ-2}} \geq 0,47$
ВЛ-1					
ВЛ-2					
ВЛ-5					
ВЛ-6					

Результаты расчета для двухступенчатых дистанционных защит приводим в табл. 10.

Таблица 10

№	$Z_{C3}^I, \text{ Ом}$	$\varphi_{Л}, \text{ град}$	$R_{Д}^I, \text{ Ом}$	$R_{уст}^I, \text{ Ом}$	$K_{Т II}$	$\frac{Z_{C32}^I}{Z_{Л-1}} \geq 0,51 K_{Т I}$
Первая ступень						
ВЛ-3						
ВЛ-4						
№	$Z_{C3}^{II}, \text{ Ом}$	$R_{Д}^{II}, \text{ Ом}$	$R_{уст}^{II}, \text{ Ом}$	$t_{c3}^{II}, \text{ с}$	$Z_{CM}, \text{ Ом}$	
Вторая ступень						
ВЛ-3						
ВЛ-4						

Трансформаторы тока для дистанционных защит выбирают аналогично с учетом, что для одноступенчатых защит их нужно проверять по току короткого замыкания за трансформатором, а для

двухступенчатых защит – по току короткого замыкания на расстоянии, равном 85% длины линии.

Результаты выбора трансформаторов в табл. 11

Таблица 11

№ выкл.	Марка ТА	$I_{ном} \geq I_{max}$ , А	$i_{дин} \geq i_v$ , кА	$I^2_{терм} t_{терм} \geq B_k$ МА <sup>2</sup> ·с	$K_{10пред} \geq K_{10расч}$
Для одноступенчатых защит					
Q 1.1					
Q 1.2					
Q 1.14					
Q 1.11					
Q 3.3					
Q 4.2					
Для двухступенчатых защит					
Q 1.12					
Q 1.13					

## 6. ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНАЯ ЗАЩИТА ШИН 35 КВ

При расчете в базисных единицах, за базисный ток ( $I_б$ ) целесообразно выбрать присоединение с наибольшим номинальным током.

По приведенной ранее методике выберем трансформаторы тока для каждого из присоединений. Характеристики трансформаторов тока сведены в табл.12.

Таблица 12

№ присоединения	Марка ТА	$I_{ном} \geq I_{max}$ , А	$i_{дин} \geq i_{y,k}$ , А	$I^2_{терм} t_{терм} \geq B_k$ КА <sup>2</sup> ·с	$K_{10пред} \geq K_{10расч}$

В блоках БМРЗ защиты шин и ошинок предусмотрено цифровое выравнивание токов «плеч» защиты. Это позволяет ис-

пользовать ТА присоединений с разными коэффициентами трансформации. Коэффициент цифрового выравнивания каждого присоединения определяется по формуле:

$$k_{Ц.ВHi} = \frac{k_{TAi}}{k_{TAб}}. \quad (6.1)$$

Для работы в режимах КЗ внутри защищаемой зоны максимально допустимое значение тока измерительного канала преобразователя «ток–напряжение» (ПТН) терминала выбирают по условию:

$$i_{\max ПТН б} \geq k_{неp} \cdot \frac{I_{k \max}}{K_{TAб}}, \quad (6.2)$$

$$i_{\max ПТН i} \geq k_{неp} \cdot \frac{I_{k \max}}{K_{TAi}}, \quad (6.3)$$

Где  $k_{неp} = 2$  – коэффициент, учитывающий переходный режим.

Выбираем преобразователи «ток–напряжение» с ближайшими значениями максимального допустимого входного терминала (50, 100, 150, 200 .....А).

Удостоверимся, что для каждого измерительного канала выполняется следующее соотношение:

$$0,5 \leq k_{Ц.ВH} \cdot \frac{I_{\max ПТН i}}{I_{\max ПТН б}} \leq 2. \quad (6.4)$$

Расчет дифференциальной защиты шин 35 кВ ведется в относительных единицах. В качестве базиса выбирается номинальный ток первичной обмотки трансформатора тока базисного присоединения.

Ток дифференциальной токовой отсечки равен:

$$I_{ДТО} = k_{отс} \cdot \frac{I_{нб \max}}{I_B}, \quad (6.5)$$

где  $k_{отс} = 1,3$  – коэффициент отстройки;

$I_{нб \max}$  – периодическая составляющая максимально возможного первичного тока КЗ \*в начальный момент времен, проходящего при внешнем КЗ по ТТ присоединения.

$$I_{нб \max} = (k_{одн} \cdot k_a \cdot \varepsilon_{\max} + \gamma) I_{k \max}, \quad (6.6)$$

где  $k_{одн} = 1$  – коэффициент однотипности ТА;

$k_a = 4$  – коэффициент, учитывающий аperiodическую составляющую тока КЗ;

$\varepsilon_{\max} = 0,1$  – максимально допустимая погрешность трансформатора тока;

$\gamma = 0,05$  – относительная погрешность цифрового выравнивания токов плеч;

$I_{k \max}$  – максимальный ток внешнего КЗ.

Максимальный ток нагрузки рассчитывается по формуле:

$$I_{H \max} = 0,7 \cdot (I_{H1} + I_{H2}). \quad (6.7)$$

Начальный ток срабатывания дифференциальной защиты рассчитывается по формуле:

$$I_{ДЗТ \ нач} = k_{отс} \cdot \frac{I_{H \max}}{I_B}, \quad (6.8)$$

где  $k_{отс} = 1,2$  – коэффициент отстройки от дифференциального тока, возникающего при обрыве вторичных цепей;

$k_{пер} = 1$  – коэффициент, учитывающий переходный режим;

$k_a = 1$  – коэффициент однотипности ТА;

$\varepsilon_{0,5} = 0,03$  – максимальная погрешность ТА;

$\gamma = 0,05$  – относительная погрешность цифрового выравнивания токов плеч.

Максимальный ток небаланса в рабочем режиме определим по формуле:

$$I_{нб\ раб} = (\varepsilon_{нагр\ max} + \gamma) I_{H\ max} . \quad (6.9)$$

Уставку срабатывания ступени дифференциальной защиты шин (ДЗШ), действующей на сигнализацию небаланса и блокирование ДЗШ при обрыве вторичных цепей ТТ вычислим по формуле:

$$I_{нб\ сраб} = k_{отс} \cdot \frac{I_{нб\ раб}}{I_B} . \quad (6.10)$$

Проверим выполнение условия:

$$I_{нб\ сраб} < 0,9 \cdot I_{ДЗТ\ нач} .$$

Коэффициент торможения вычисляем по формуле:

$$K_{ТОРМ} = \frac{I_{ДТО} - I_{нб.\ сраб}}{I_{k\ max} - I_{нагр.\ max}} . \quad (6.11)$$

Определим уставку срабатывания защиты по току начала участка торможения, используя следующее выражение:

$$I_{H.T} = \frac{I_{нб\ max}}{I_B} \cdot \left(1 + \frac{1,05}{K_{ТОРМ}}\right) . \quad (6.12)$$

«Чувствительные» уставки, используемые при опробовании шин, отстраивают от небаланса дифференциальной защиты с торможением (ДЗТ), обусловленного токами неотключаемых присоединений. Ток срабатывания по условиям отстройки от неотключаемых присоединений определяют по формуле:

$$I_{ДЗТ\ нач\ ч.с} = k_n \cdot \varepsilon_{max} \cdot k_{бр} \cdot \frac{I_{H\ min}}{I_B} , \quad (6.13)$$

где  $k_n = 1,5$  – коэффициент надежности;

$k_{op} = 5$  – коэффициент броска тока намагничивания;

$I_{Hmin}$  – минимальный ток присоединения.

Чувствительность ДЗТ и её чувствительной ступени можно проверить по формулам:

$$K_{ч\ ДЗТ} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{k\ min}}{I_{ДЗТ\ нач}} \geq 2, \quad (6.14)$$

$$K_{ч\ ДЗТ\ ч.с} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{k\ min}}{I_{ДЗТ\ нач\ ч.с}} \geq 1,5. \quad (6.15)$$

Пример рассчитанной тормозной характеристики защиты шин 35 кВ представлен на рис. 6.1.

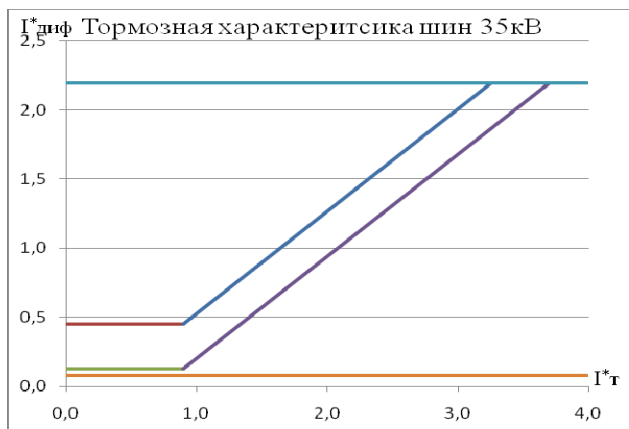


Рис. 6.1. Тормозная характеристика дифференциальной защиты шин 35кВ

## 7. ЗАЩИТА ОТ ОДНОФАЗНЫХ ЗАМЫКАНИЙ 35 кВ

Для организации защиты шин от однофазных замыканий на землю используем микропроцессорные терминалы присоединений линий и вводов. Значения коэффициентов для ОЗЗ принимаются:  $k_{\text{бp}}=1,5$ ;  $k_n=1,2$ .

Емкостные токи для четырех отходящих от шины 35 кВ присоединений и соответствующие им токи срабатывания защит определяются:

$$I_{331} = \frac{U_{\text{Л}} \cdot (l_{\text{ВЛ-4}} + l_{\text{ВЛ-6}})}{350}; \quad I_{\text{сз n1}} = k_{\text{бp}} \cdot k_n \cdot I_{331}.$$

$$I_{332} = I_{333} = \frac{U_{\text{Л}} \cdot (l_{\text{ВЛ-2}})}{350}; \quad I_{\text{сз n2}} = I_{\text{сз n3}} = k_{\text{бp}} \cdot k_n \cdot I_{\text{с2}}.$$

$$I_{334} = \frac{U_{\text{Л}} \cdot (l_{\text{ВЛ-3}} + l_{\text{ВЛ-5}})}{350}; \quad I_{\text{сз n4}} = k_{\text{бp}} \cdot k_n \cdot I_{\text{с4}}.$$

Суммарный емкостной ток на секциях шин 1 и 2 будет равен:

$$I_{\text{сш1}} = I_{331} + I_{332},$$

$$I_{\text{сш2}} = I_{333} + I_{334}.$$

Коэффициенты чувствительности защиты от однофазных замыкания для присоединений 1, 2, 3 и 4, соответственно, равны:

$$K_{\text{ч n1}} = \frac{I_{\text{сш1}}}{I_{\text{сз n1}}},$$

$$K_{\text{ч n2}} = \frac{I_{\text{сш1}}}{I_{\text{сз n2}}},$$

$$K_{\text{ч n3}} = \frac{I_{\text{сш2}}}{I_{\text{сз n3}}},$$

$$K_{\text{ч n4}} = \frac{I_{\text{сш2}}}{I_{\text{сз n4}}}.$$

Если коэффициент чувствительности большинства линии меньше нормируемого значения ( $K_{\text{ч}} \geq 2$ ), вводим защиту на сигнал с напряжением 15 В.

## 8. ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНАЯ ЗАЩИТА ТРЕХОБМОТОЧНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Для расчета дифференциальных защит рассмотрим использование терминала БМРЗ. Расчет ведется в относительных единицах и по методике, приведенной в [9]. В качестве базисного тока принимается номинальный ток трансформатора на высшей стороне напряжения.

Рассчитаем номинальные токи каждой из сторон трансформатора и выберем трансформаторы тока на высшей, средней и нижней сторонах напряжения силового трансформатора Т1.1 (Т1.2). Результаты выбора оформим в таблицу аналогичную табл.6 и табл.7

БМРЗ используют преобразователь ток-напряжение с номинальными токами 0,5 А, 1 А, 2,5 А и 5 А. Выберем 5-ти амперный преобразователь ( $I_{\text{ПТН}}=5$ ), для которого необходимо выполнение условия:

$$I_{\text{ПТН}} \leq 6 \cdot \frac{I_{T \text{ ном}}}{K_{TA}}, \quad (8.1)$$

где  $K_{TA}$  – коэффициент трансформации трансформаторов тока.

Ток срабатывание дифференциальной отсечки определяется по формуле:

$$I_{\text{ДТО}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб расч}}, \quad (8.2)$$

где  $k_{\text{отс}} = 1,3$  – коэффициент отстройки;

$I_{\text{нб расч}}$  – расчетный ток небаланса.

Расчетный ток небаланса можно найти по формуле:

$$I_{\text{нб расч}} = I'_{\text{неб}} + I''_{\text{неб}} + I'''_{\text{неб}}, \quad (8.3)$$



$$I_{нб\ расч} = (k_{пер} \cdot k_a \cdot \varepsilon_{max} + U_{pez1} \cdot K_{ток} + U_{pez2} \cdot K_{ток2} + \gamma) \frac{I_{k\ max}}{I_T^{BH}}, \quad (8.4)$$

где  $k_{пер} = 2,5$  – коэффициент, учитывающий переходной режим;

$k_a = 1$  – коэффициент однотипности трансформаторов тока;

$\varepsilon_{max} = 0,1$  – максимально допустимая погрешность трансформатора тока;

$U_{pez1} = 0,16$  – диапазон регулирования РПН трансформатора;

$U_{pez2} = 0,05$  – диапазон регулирования ПБВ трансформатора;

$K_{ток1}, K_{ток2} = 1$  – коэффициент токораспределения;

$\gamma = 0,05$  – относительная погрешность цифрового выравнивания токов плеч;

$I_{k\ max}$  – максимальный ток внешнего КЗ;

$I_T^{BH}$  – ток трансформатора на стороне ВН.

В соответствии с рекомендациями [10] для БМРЗ, ток  $I_{ДТО}$  должен быть в пределах 0,4 до 5, принимается ближайшее большее значение.

Начальный ток срабатывания дифференциальной защиты грубой ступени рассчитывается по формуле:

$$I_{ДЗТ\ нач\ груб} = k_{отс} \cdot [0,5 \cdot (k_{пер} \cdot k_a \cdot \varepsilon_{0,5} + U_{pez1} \cdot K_{ток} + U_{pez2} \cdot K_{ток2} + \gamma)], \quad (8.5)$$

$$I_{ДЗТ\ нач\ груб} \geq 0,3, \quad (8.6)$$

где  $k_{отс} = 1,3$  – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность расчета и необходимый запас;

$k_{пер} = 1$  – коэффициент, учитывающий переходный режим;

$k_a = 1$  – коэффициент однотипности трансформаторов тока;

$\varepsilon_{0,5} = 0,03$  – максимальная погрешность трансформатора.

Для чувствительной ступени используем формулу грубой ступени, но принимаем  $U_{pez1} = 0,05$ .

Ток дифференциальной защиты второго участка для грубой ступени будет рассчитываться:

$$I_{ДЗТ2\text{ груб}} = k_{омс} \cdot [1,5 \cdot (k_{неп} \cdot k_a \cdot \varepsilon_{1,5} + U_{pez1} \cdot K_{ток} + U_{pez2} \cdot K_{ток2} + \gamma)], \quad (8.7)$$

где  $k_{омс} = 1,3$  – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность расчета и необходимый запас;

$k_{неп} = 2$  – коэффициент, учитывающий переходный режим;

$k_a = 1$  – коэффициент однотипности трансформаторов тока;

$\varepsilon_{1,5} = 0,05$  – максимальное из значений относительных полных погрешностей трансформатора тока в режиме, соответствующем  $1,5 \cdot I_{НОМ\ TP}$ .

Определяем ток срабатывания защиты для второго участка для грубой и чувствительной ступени защиты.

Коэффициенты торможения второго участка грубой и чувствительной ступеней будут равны соответственно:

$$K_{ТОРМ\ 2\text{ груб}} = \frac{I_{ДЗТ\ 2\text{ груб}} - I_{ДЗТ\ нач\ груб}}{1,5 - 0,5}, \quad (8.8)$$

$$K_{ТОРМ\ 2\text{ чс}} = \frac{I_{ДЗТ\ 2\text{ чс}} - I_{ДЗТ\ нач\ чс}}{1,5 - 0,5}. \quad (8.9)$$

Ток торможения, соответствующий максимальному току внешнего КЗ, :

$$I_{K\ ТОРМ} = \left(1 - \frac{k_{неп} \cdot \varepsilon_{\max}}{2}\right) \cdot \frac{I_{k\ \max}}{I_T^{BH}}. \quad (8.10)$$

Тогда коэффициент торможения третьего участка для грубой и чувствительной ступеней будут равны соответственно:

$$K_{ТОРМ \ 3 \ груб} = \frac{I_{ДТО} - I_{ДЗТ \ 2 \ груб}}{I_{К \ ТОРМ} - 1,5},$$

$$K_{ТОРМ \ 3 \ чс} = \frac{I_{ДТО} - I_{ДЗТ \ 2 \ чс}}{I_{К \ ТОРМ} - 1,5}.$$

Проверка на чувствительность:

$$K_{ч \ Т1.1} = \frac{I_{k3 \ min} \cdot (1 - \varepsilon_{\max})}{I_T^{BH} \cdot I_{ДЗТ \ нач}} \geq 2.$$

При незначительной разнице уставок грубой и чувствительной ступени защиты, вводить чувствительную ступень защиты не имеет смысла.

Пример тормозной характеристики ДЗТ для Т1.1 и Т1.2 приведен на рис.8.1.

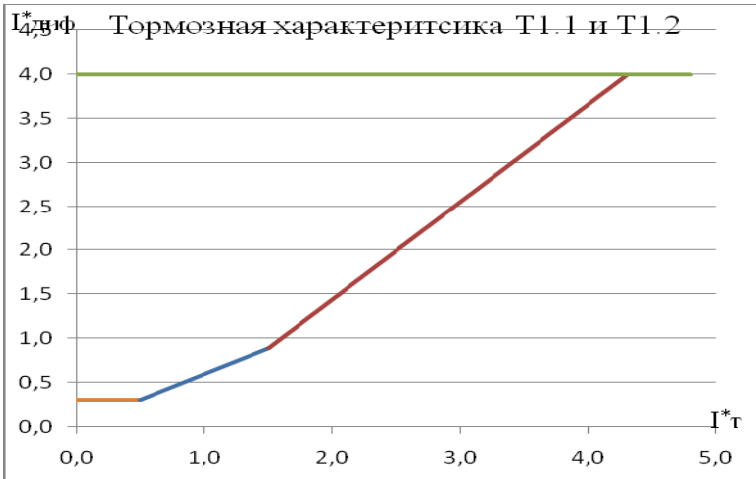


Рис. 8.1. Тормозная характеристика ДЗТ Т1.1 и Т1.2

## 9. ТОКОВАЯ ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРОВ 110 кВ

Для защиты трансформаторов от сверхтоков внешних КЗ введем максимальную токовую защиту с пуском по напряжению ( $U_{cз}=0,59$ ).

$$I_{cз\ MTЗ} = \frac{k_n}{k_\epsilon} \cdot 1,4 \cdot I_{T1.1}^{BH}. \quad (9.1)$$

Время срабатывания защиты на выкл.  $Q1.5$  и  $Q 1.6$  отстраиваем от времени срабатывания токовых защит выключателей  $Q1.9$  и  $Q1.10$  соответственно:

$$t_{cз\ MTЗ} = t_{cз\ QF11} + \Delta t.$$

Коэффициент чувствительности:

$$K_{ч\ MTЗ} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} I_{k3\ min}}{I_{cз\ MTЗ}} \geq 1,5. \quad (9.2)$$

На секционном выключателе устанавливаем токовую отсечку с выдержкой времени:

$$I_{TO} = 1,25 \cdot I_{cз\ MTЗ}. \quad (9.3)$$

Время срабатывания токовой отсечки  $QB 1.2$  принимаем равным:

$$t_{QB} = 0,3\text{ с.}$$

Коэффициент чувствительности в данном случае будет равен:

$$K_{ч\ QB1.2} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} I_{k1\ min}}{I_{TO\ QB1.2}} \geq 1,5.$$

На выключателях  $Q1.3$  и  $Q1.4$  также устанавливаем токовую отсечку с выдержкой времени.

Ток срабатывания токовой отсечки  $Q1.3$  и  $Q1.4$  отстраиваем от тока срабатывания  $QB1.2$ :

$$I_{TO\ Q1.3(Q1.4)} = 1,25 \cdot I_{TO\ QB1.2} .$$

Аналогично время срабатывания защиты на  $Q1.3$  и  $Q1.4$ :

$$t_{Q1.3(Q1.4)} = t_{QB1.2} + \Delta t .$$

Коэффициент чувствительности  $Q1.3$  и  $Q1.4$ :

$$K_{\chi Q1.3(Q1.4)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} I_{k1\min}}{I_{TO\ Q1.3(Q1.4)}} \geq 1,5 .$$

На выключателях  $Q1.1$  и  $Q1.2$  установим максимальную токовую защиту.

$$I_{cz\ Q1.1(Q1.2)} = 1,25 \cdot I_{TO\ Q1.3(Q1.4)} .$$

Время срабатывания защиты на  $Q1.1$  и  $Q1.2$ :

$$t_{Q1.1(Q1.2)} = t_{Q1.4} + \Delta t .$$

Коэффициент чувствительности защиты на  $Q1.1$  и  $Q1.2$ :

$$K_{\chi Q1.1(Q1.2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} I_{k1\min}}{I_{TO\ Q1.1(Q1.2)}} \geq 1,5 .$$

Для организации токовой защиты выбираем и проверяем трансформаторы тока. Результаты проверки и выбора ТА сводим в таблицу (аналогично табл.6)

## 10. ЗАЩИТА ОТ ТОКОВ НУЛЕВОЙ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТИ

Защита выполняется на базе фильтра нулевой последовательности и предназначена для защиты от однофазных КЗ.

Активное и реактивное сопротивления нулевой последовательности линии 110 кВ (ВЛ-1) рассчитывается:

$$R_{0\text{ ВЛ-1}} = (r_{y0} + 0,15) \cdot l_{\text{ВЛ-1}}. \quad (10.1)$$

$$X_{0\text{ ВЛ-1}} = K \cdot X_{\text{ВЛ-1}}, \quad (10.2)$$

где  $K$ —коэффициент, характеризующий сопротивление нулевой последовательности для двухцепной воздушной линии.

Полное сопротивление нулевой последовательности линии будет равно:

$$Z_{0\text{ ВЛ-1}} = \sqrt{R_{0\text{ ВЛ-1}}^2 + X_{0\text{ ВЛ-1}}^2}.$$

Сопротивление системы:

$$X_C = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot I_{k\text{ max}}^{(3)}}.$$

Сопротивление нулевой последовательности системы обычно принимается на 40% больше сопротивления прямой последовательности [8]:

$$X_{C0} = 1,4 \cdot X_C. \quad (10.1)$$

Определим максимальное значение утроенного тока нулевой последовательности:

$$3I_0 = \frac{3U_\phi}{\sqrt{(X_C + X_{\text{ВЛ-1}}) \cdot 2 + X_{C0} + Z_{0\text{ ВЛ-1}}}.$$

Ток срабатывания защиты принимается равным большему току условий:

$$I_{cз} = k_{TT} \cdot k_n \cdot I_{нб}; \text{ и } I_{cз} = k_n \cdot k_{пер} \cdot k_{нб} \cdot I_{k5max}$$

где  $I_{нб}$  – ток небаланса, принимается равным 0,2 А;

$k_{нб}$  – коэффициент небаланса, принимается равным 0,1.

Время срабатывания защиты принимаем:

$$t_{cз} = 0,3 \text{ с.}$$

Коэффициент чувствительности будет рассчитываться по формуле:

$$K_{\text{ч}} = \frac{3I_0}{I_{cз}} \geq 1,5.$$

## 11. АВТОМАТИКА СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

На всех выключателях в начале ВЛ устанавливается однократное АПВ для предотвращения отключения линии при кратковременных самоустраняющихся авариях.

Время срабатывания однократного АПВ принимается равным:  $t_{АПВ1} = 3$  с для линий 35 кВ и  $t_{АПВ1} = 2,5$  с для линий 110 кВ.

Время возврата АПВ для обеспечения однократности действия принимается равным:

$$t_B = t_{cз \text{ макс}} + t_{зап}, \quad (11.1)$$

где  $t_B$  – время возврата однократного АПВ, с;

$t_{cз \text{ макс}}$  – максимальное время срабатывания защиты выключателя, с;

$t_{зап}$  – время запаса, принимаемое равным 2 с.

Для ускорения действия защиты при устойчивых КЗ вводится ускорение действия защиты после АПВ, время срабатывания которого принимается равным  $t_{зап} = 0,3$  с

Определенные значения уставок АПВ приводим в табл.13.

Таблица 13

Место установки однократной АПВ	Время срабатывания, с	Время возврата, с
Q1.1(Q1.2)		
Q1.12		
Q1.11(Q1.14)		
Q1.13		
Q3.3		
Q4.2		

На все секционные выключатели устанавливается АВР, которое оборудуется реле минимального напряжения, уставка которого принимается равной:

$$U_{\text{АВРmin}} = 0,4 U_{\text{НОМ}},$$

где  $U_{\text{АВРmin}}$  – уставка срабатывания минимального реле напряжения, кВ;

$U_{\text{НОМ}}$  – номинальное напряжение, кВ.

Также АВР контролирует наличие напряжения на резервном вводе с помощью реле максимального напряжения, уставка которого принимается равной:

$$U_{\text{АВРmax}} = 0,65 U_{\text{НОМ}},$$

где  $U_{\text{АВРmax}}$  – уставка срабатывания максимального реле напряжения, кВ;

Время срабатывания АВР выбирается из следующих условий:

$$1. t_{\text{АВР}} = t_{\text{сз, max}} + \Delta t,$$

где  $t_{\text{АВР}}$  – время срабатывания АВР, с.

$$2. t_{\text{АВР}} = t_{\text{АПВ}} + t_{\text{уров}} + t_{\text{д.в}},$$

где  $t_{\text{АПВ}}$  – время действия АПВ выключателя, с;

$t_{\text{уров}}$  – время действия УРОВ, с;

$t_{\text{д.в}}$  – время действия выключателя, с.

$$3. t_{\text{АВР}} = t_{\text{АВРпред}} + \Delta t,$$



где  $t_{\text{АВРпред}}$  – время действия вышестоящего АВР, с.

Для однократного действия АВР рассчитывается время возврата, равное:

$$t_{\text{В}} = t_{\text{В.В}} + t_{\text{зап}},$$

где  $t_{\text{В.В}}$  – время включения выключателя, с (для 110 кВ – 0,06 с, для 35 и 6 кВ – 0,12 с);

$t_{\text{зап}}$  – время запаса, принимаемое равным 0,5 с.

Для ускорения действия защиты при включении секционного выключателя на КЗ вводится ускорение действия защиты после АВР, время срабатывания которого принимается равным  $t_{\text{с.з.}} = 0,3$  с. Уставки АВР приводим в табл. 14.

*Таблица 14*

Место установки однократной АВР	Уставка срабатывания, о.е.	Контроль питания на резервном вводе, о.е.	Время срабатывания, с	Время, возврата, с
<i>QB 1.2</i>				
<i>QB 1.3</i>				
<i>QB 1.4</i>				
<i>QB 2.1</i>				
<i>QB 2.2</i>				
<i>QB 5.1</i>				
<i>QB 5.2</i>				

## 12. ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ И НАЛАДКА УСТАВОК РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ

Выбранное к установке оборудование и вычисленные значения уставок защит и автоматики сводим в таблицы для наладки РЗ и А. Значения уставок в таблицах наладки записываем, приведенными к вторичным цепям (табл.15– табл. 32).

*Таблица 15*

Место установки защиты	Тип реле
Вводные и секционные выключатели 6 кВ	БМРЗ-152-ВВ-01
Трансформаторы 35/6 кВ	БМРЗ-153-УЗТ-01
Отходящие линии 35 кВ	БМРЗ-152-КСЗ-01
Вводные и секционные выключатели 35 кВ	БМРЗ-152-КСЗ-01
Шины 35 кВ	БМРЗ-ДЗШ-01
Трансформаторы 110/35 кВ	БМРЗ-ТР-01 и БМРЗ-ТД-01
Вводные выключатели, линии 110 кВ	БМРЗ-ЛТ-0,1
Секционные выключатели 110 кВ	БМРЗ-ЛТ-0,1 и БМРЗ-БАВР-0,1

*Таблица 16*

Функция	Уставка	Значения уставок защит и автоматики					
		$Q_{B5.2}$	$Q_{5.5}$ (5.6)	$Q_{B2.2}$	$Q_{2.5}$ (2.6)	$Q_{3.2}$	$Q_{4.4}$
МТЗ	МТЗ РТ1						
	МТЗ РН Ул						
АВР	АВР РН1						
	Ул						

Таблица 17

Функция	Уставка	Значения уставок по времени					
		$Q_{B5.2}$	$Q_{5.5}$ (5.6)	$Q_{B2.2}$	$Q_{2.5}$ (2.6)	$Q_{3.2}$	$Q_{4.4}$
МТЗ	МТЗ Т1						
УМТЗ	УМТЗ Т						
УРОВ	УРОВ Т						
АВР	АВР Т1						

Таблица 18

Функция	Уставка	Значения уставок защит и автоматики				
		$Q_{5.3}$	$Q_{5.4}$	$Q_{2.3(2.4)}$	$Q_{4.3}$	$Q_{3.2}$
ДТО	ДТО РТ					
ДЗТ	ДЗТ нач.					
	ДЗТ Кт2					
	ДЗТ Кт3					
	ДЗТ ИПБ					
НБ	НБ РТ					
МТЗ	МТЗ РТ1					
	МТЗ РН $U_{л}$					

Таблица 19

Функция	Уставка	Значения уставок по времени				
		$Q_{5.3}$	$Q_{5.4}$	$Q_{2.3(2.4)}$	$Q_{4.3}$	$Q_{3.2}$
ДЗТ	ДЗТ Т					
НБ	НБ Т					
МТЗ	МТЗ Т1					
УРОВ	УРОВ Т					

Таблица 20

Функция	Уставка	Значения уставок защит и автоматики						
		Q5.1	Q5.2	Q3.3	Q4.2	Q1.12	Q1.11 (14)	Q1.13
ДЗ 1 ст.	ДЗ1 тип. хар.							
	ДЗ1 Z <sub>ср</sub> , Ом							
	ДЗ1 Ф							
	ДЗ1 <sub>ч</sub> R <sub>ср</sub> , Ом							
	ДЗ1 <sub>ч</sub> K <sub>см</sub>							
ДЗ 2 ст.	ДЗ2 тип. хар.							
	ДЗ2 Z <sub>ср</sub> , Ом							
	ДЗ2 Ф							
	ДЗ2 <sub>ч</sub> R <sub>ср</sub> , Ом							
	ДЗ2 <sub>ч</sub> K <sub>см</sub>							
МТЗ	МТЗ РТ1, А							
	МТЗ РН U <sub>л</sub>							
ОЗЗ	ОЗЗ РН							

Таблица 21

Функция	Уставка	Значения уставок по времени						
		Q5.1	Q5.2	Q3.3	Q4.2	Q1.12	Q1.11 (14)	Q1.13
ДЗ	ДЗ Т1							
	ДЗ Т2							
	УДЗ Т							
МТЗ	МТЗ РТ1							
ОЗЗ	ОЗЗ Т1							
УРОВ	УРОВ Т							
АПВ	АПВ Т1							

Таблица 22

Функция	Уставка	Значения уставок защит и автоматики							
		$Q1.10$	$Q1.9$	$QВ1.4$	$Q3.1$	$Q2.1$ (2.2)	$Q4.1$	$QВ2.1$	$QВ5.1$
ТЗ	МТЗ РТ1, А								
	МТЗ РН $U_{Л}$								
АВР	АВР РН1 $U_{Л}$								

Таблица 23

Функция	Уставка	Значения уставок по времени							
		$Q1.10$	$Q1.9$	$QВ1.4$	$Q3.1$	$Q2.1$ (2.2)	$Q4.1$	$QВ2.1$	$QВ5.1$
ТЗ	МТЗ РТ1								
	МТЗ РН $U_{Л}$								
УМТЗ	УМТЗ Т								
УРОВ	УРОВ Т								
АВР	АВР РН1 $U_{Л}$								

Таблица 24

Функция	Уставка	Значение уставки	
		$Q1.9 - Q$	$1.14 QВ$ 1.14
Ток сигнализации небаланса	НБ РТ		
Выдержка времени сигн. небаланса	НБ Т		
ДТО	ДТО ПО		
ДЗТ	ДЗТ ПО	Инач	
		Инт	
		Кт	
	ДЗТч ПО	Инач	

Таблица 25

Функция	Уставка	Значения уставок защит и автоматики
		Q1.5(1.6)
МТЗ	МТЗ РТ1	
	МТЗ РН УЛ1	

Таблица 26

Функция	Уставка	Значения уставок по времени
		Q1.5(1.6)
МТЗ	МТЗ Т1	
УРОВ	УРОВ Т	

Таблица 27

Функция	Уставка	Значения уставок защит и автоматики
		Q1.5(1.6)
ДТО	Тр. ДТО РТ	
ДЗТ	Тр. ДЗТ нач.	
	Тр. ДЗТ Кт2	
	Тр. ДЗТ Кт3	
	Тр. ДЗТ ИПБ	
НБ	Тр. НБ	

Таблица 28

Функция	Уставка	Значения уставок по времени
		Q1.5(1.6)
ДТО	ДТО	
ДЗТ	ДЗТ	
НБ	Сигнал небаланса	

Таблица 29

Функция	Уставка	Значения уставок защит и автоматики				
		Q1.5	Q1.6	QВ1.2	Q1.3(1.4)	Q1.1(1.2)
ДЗМФ 1 ст.	ДЗМФ1 тип. хар.					
	ДЗМФ1Zср.					
	ДЗМФ1Фл					
	ДЗМФ1Rср					
	ДЗМФ1 Ксм					
ТО	ТО РТ					
МТЗ	МТЗ РТ1					
	МТЗ РН Ул					
ТЗНП	ТЗНП РТ1					

Таблица 30

Функция	Уставка	Значения уставок по времени				
		Q1.5	Q1.6	QВ1.2	Q1.3(1.4)	Q1.1(1.2)
ДЗМФ 1 ст.	ДЗМФ1 Т1					
	Уск. ДЗМФ1 Т					
ТО	ТО Т					
МТЗ	МТЗ Т1					
ТЗНП	ТЗНП Т1					

Таблица 31

Функция	Уставка	Значение уставки
		QВ 1.2
Пуск АВР по напряжению $U$ , о.е.	АВР $U$ о.е.	
Выдержка времени АВР $U$ , с	АВР Т1	
Уставка контроля наличия напряжения $U1$ на шинах, о.е.	КН $U1$ о.е.	

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. ГОСТ 14209-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки. М.: Госстандарт, 1985 – 34 с.
2. ГОСТ 11920-85 Трансформаторы силовые масляные общего назначения напряжением до 35 кВ включительно. М.: Госстандарт, 1985 – 27 с.
3. ГОСТ 12965-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения классов напряжения 110 и 150 кВ. Технические условия. М.: Госстандарт – 31 с.
4. СТО ДИВГ-058-2017. Расчет токов коротких замыканий и замыканий на землю в распределительных сетях. Стандарт организации СПб.: Изд-во ОАО НТЦ «Механотроника», 2017 – 36 с.
5. Справочник по проектированию электрических сетей /С74 под ред. Д. Л. Файбисовича. –4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012. – 376 с.
6. ГОСТ 27514-87. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ. М.: Госстандарт, 1989 г. – 41 с.
7. Правила устройства электроустановок: 7-е изд. – СПб.: ДЕАН, 2004. – 570 с.
8. Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. СПб.: Изд-во ПЭИПК, 2008. –350 с.
9. Трансформаторы и автотрансформаторы 35-220 кВ. Дифференциальная токовая защита. Расчет уставок. СТО ДИВГ 055-2013: Изд-во СПб ООО НТЦ Мехатроника, 2013 – 54 с.



## СОДЕРЖАНИЕ

	с.
Общие указания.....	4
1. Задание на курсовую работу и методические указания к ее выполнению.....	5
1.1. Требования к выполнению и оформлению КР.....	5
1.2. Задание для выполнения КР .....	6
1.3. Исходные данные для выполнения расчетов.....	6
2. Определение максимальных рабочих токов и токов КЗ.....	10
2.1. Определение максимальных рабочих токов .....	10
2.2. Определение параметров схемы замещения .....	10
2.2.1. Расчет сопротивлений трансформаторов .....	11
2.2.2. Расчет активного и индуктивного сопротивлений линий.....	13
2.3. Расчет токов КЗ .....	14
3. Расчет токовой защиты .....	15
3.1. Расчет максимальной токовой защиты участка цепи..	15
3.2. Выбор трансформаторов тока .....	20
3.3. Построение карты селективности .....	23
4. Расчет дифференцированных защит трансформаторов 35/6 кВ .....	24
5. Расчет дистанционных защит линий 35 и 110 кВ.....	29
6. Дифференциальная защита шин 35 кВ.....	34
7. Защита от однофазных замыканий линий 35 кВ .....	39
8. Дифференциальная защита трехобмоточных трансформаторов.....	40
9. Токовая защита трансформаторов 110 кВ .....	44
10. Защита от токов нулевой последовательности .....	46
11. Автоматика систем электроснабжения.....	47
12. Выбор оборудования и наладка уставок релейной защиты и автоматики .....	50
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	56

## **АВТОМАТИКА ЭНЕРГОСИСТЕМ**

*Методические указания к курсовой работе  
для студентов магистратуры направления 13.04.02*

Сост.: *В.В. Полищук, Т.Е. Минакова*

Печатается с оригинал-макета, подготовленного кафедрой  
электроэнергетики и электромеханики

Ответственный за выпуск *Т.Е. Минакова*

Лицензия ИД № 06517 от 09.01.2002

Подписано к печати 02.12.2019 . Формат 60×84/16.  
Усл. печ. л. 3,3. Усл.кр.-отг. 3,3. Уч.-изд.л. 3,0. Тираж 50 экз. Заказ 1017. С 330.

Санкт-Петербургский горный университет  
РИЦ Санкт-Петербургского горного университета  
Адрес университета и РИЦ: 199106 Санкт-Петербург, 21-я линия, 2