

**И.Л.Васильев, И.П.Неугодников**

---

# **РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ТЯГОВЫХ ПОДСТАНЦИЙ**



И.Л. Васильев, И.П. Неугодников

# РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ТЯГОВЫХ ПОДСТАНЦИЙ



Методические указания  
*к выполнению проекта по дисциплинам «Релейная защита»  
и «Релейная защита и автоматизация  
электроэнергетических систем»*

Екатеринбург  
УрГУПС  
2015

УДК 621.316.9  
В19

**Васильев, И. Л.**

**В19** Релейная защита тяговых подстанций : метод. указания к выполнению курсового проекта / И. Л. Васильев, И. П. Неугольников. — Екатеринбург : УрГУПС, 2015. — 86, [2] с.

Составлены в соответствии с рабочей программой по дисциплинам «Релейная защита» по направлению подготовки 190901.65 — «Системы обеспечения движения поездов», профиль «Электроснабжение железных дорог», и «Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем» по направлению подготовки 140400.62 — «Электроэнергетика и электротехника», профиль «Электроснабжение».

Содержатся задания на курсовой проект, краткие теоретические сведения и рекомендации по расчету релейной защиты устройств электроснабжения тяговых подстанций постоянного и переменного тока.

УДК 621.316.9

*Опубликовано по решению  
редакционно-издательского совета университета.*

**Авторы:** И. Л. Васильев, доцент кафедры «Электроснабжение транспорта», канд. техн. наук, УрГУПС  
И. П. Неугольников, доцент кафедры «Электроснабжение транспорта», канд. техн. наук, УрГУПС

**Рецензент:** А. Н. Штин, доцент кафедры «Электроснабжение транспорта», канд. техн. наук, УрГУПС

## ОГЛАВЛЕНИЕ

---

<b>Введение</b> .....	4
<b>Задание на курсовой проект</b> .....	6
<b>1 Общие методические указания</b> .....	12
1.1 Содержание курсового проекта.....	12
1.2 Разработка схемы замещения, расчет сопротивлений и токов короткого замыкания .....	14
<b>2 Методические указания по выбору и расчету релейной защиты тяговых     подстанций</b> .....	16
2.1 Релейная защита трансформаторов .....	16
2.2 Релейная защита вводов РУ-27,5 и РУ-6-35 кВ.....	31
2.3 Релейная защита линий электропередачи .....	32
2.4 Защита шин РУ тяговых подстанций.....	35
2.5 Релейная защита преобразовательных агрегатов тяговых подстанций постоянного тока.....	36
2.6 Защита конденсаторных установок ТП переменного тока.....	41
2.7 Расчет времени срабатывания защиты .....	48
2.8 Применение электронной элементной базы в устройствах релейной защиты .....	49
<b>3 Расчет измерительных трансформаторов</b> .....	54
3.1 Проверка трансформаторов тока по допускаемой погрешности ....	54
3.2 Расчет трансформаторов напряжения по допускаемым погрешностям .....	59
<b>Библиографический список</b> .....	64
<b>Приложение А</b> Схемы подключений измерительных органов защит.....	66
<b>Приложение Б</b> Шкала номинальных токов трансформаторов тока (ГОСТ 7746-89Е).....	73
<b>Приложение В</b> Технические характеристики электромеханических реле ..	73
<b>Приложение Г</b> Технические характеристики электронных реле .....	76
<b>Приложение Д</b> Кривые предельных кратностей трансформаторов тока ....	80
<b>Приложение Е</b> Сопротивления элементов расчетной схемы.....	82
<b>Приложение Ж</b> Электрические параметры силовых трансформаторов и выпрямителей .....	84

## ВВЕДЕНИЕ

---

Система электроснабжения электрифицированных железных дорог, одним из элементов которой являются тяговые подстанции, должна надежно и бесперебойно снабжать электроэнергией устройства электрической тяги.

Релейная защита — составная часть системной автоматики управления в аварийных режимах, без которой невозможна нормальная и надежная работа системы тягового электроснабжения железных дорог. Релейная защита осуществляет непрерывный контроль за состоянием и режимом работы всех элементов системы электроснабжения и реагирует на возникающие повреждения и нарушения режима работы.

Таким образом, основным назначением релейной защиты является выявление места возникновения повреждения и быстрое автоматическое отключение с помощью выключателей поврежденного оборудования или участка сети от остальной неповрежденной части [1, 8, 10].

На основе электромеханических элементов создавались устройства релейной защиты и автоматики первого поколения. Прогресс в развитии электромеханических реле был полностью остановлен 30–35 лет назад в связи с тем, что все усилия разработчиков были направлены на создание электронных, а затем и микропроцессорных защит [11].

Сегодня на рынке электронных реле и микропроцессорных защит присутствуют сотни моделей десятков различных производителей. Рынок России представлен как крупными западными производителями, так и местными: ИЦ «Бреслер», НПП «Экра», НТЦ «Механотроника», ЗАО «Радиус Автоматика», ООО «Парма Прот», ООО «НИИЭФА-Энерго» [2, 9, 12].

Дисциплины «Релейная защита» и «Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем» предусматривают изучение теоретических сведений об устройствах релейной защиты, а также основ проектирования релейной защиты.

В методических указаниях содержатся основные сведения об устройствах релейной защиты тяговых подстанций электрифицированных железных дорог. Приводится методика расчета релейных защит, наиболее широко применяемых элементов распределительных устройств тяговых подстанций, питающих и отходящих линий, трансформаторов, преобразовательных агрегатов и конденсаторных установок. Также приведена методика расчета погрешностей измерительных трансформаторов тока и напряжения.

## ЗАДАНИЕ НА КУРСОВОЙ ПРОЕКТ

---

Вариант задания и соответствующие ему исходные данные студенты выбирают по трем цифрам шифра.

1. Выбор типа тяговой подстанции производится по третьей цифре шифра по таблице 1.

Таблица 1 – Выбор типа подстанции

Третья цифра шифра	Тип тяговой подстанции
Нечетная (1, 3, 5, 7, 9)	Транзитная постоянного тока
Четная (0, 2, 4, 6, 8)	Транзитная переменного тока

2. Выбор распределительного устройства производится по второй цифре шифра и выбранного типа подстанции по таблице 2.

Таблица 2 – Выбор распределительного устройства

Вторая цифра шифра	Тяговая подстанция постоянного тока	Тяговая подстанция переменного тока
1	РУ – 10 кВ	РУ – 10 кВ
2	РУ – 10 кВ	РУ – 10 кВ
3	РУ – 35 кВ	РУ – 35 кВ
4	РУ – 35 кВ	РУ – 35 кВ
5	РУ – 3,3 кВ	РУ – 27,5 кВ
6	РУ – 3,3 кВ	РУ – 27,5 кВ
7	РУ – 110 кВ	РУ – 110 кВ
8	РУ – 110 кВ	РУ – 110 кВ
9	РУ – 6 кВ	РУ – 6 кВ
0	РУ – 6 кВ	РУ – 6 кВ

3. Выбор защищаемого объекта производится в зависимости от выбранного РУ и третьей цифры шифра по таблице 3.

Таблица 3 – Выбор защищаемого объекта

Тип подстанции	Выбранное РУ	Третья цифра шифра									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	0
Постоянного тока	РУ-10 РУ – 6	Ввод, фидер		Ввод, ТСН		Ввод, ПА		Ввод, ТСН		Ввод, фидер	
	РУ-3,3	ПА, РУ-3,3		ПА, РУ-3,3		ПА, РУ-3,3		ПА, РУ-3,3		ПА, РУ-3,3	
	РУ-35	Ввод, фидер		Ввод, шины		Ввод, фидер		Ввод, шины		Ввод, фидер	
	РУ-110 РУ-220	Т		Т		Т		Т		Т	
	РУ-10 РУ – 6		Ввод, фидер		Ввод, шины		Ввод, фидер		Ввод, шины		Ввод, фидер
Переменного тока	РУ-27,5		Ввод, ТСН		Ввод, ДПР		Ввод, КУ		Ввод, ДПР		Ввод, ТСН
	РУ-35		Ввод, фидер		Ввод, шины		Ввод, фидер		Ввод, шины		Ввод, фидер
	РУ-110 РУ-220		Т		Т		Т		Т		Т



4. Выбор исходных данных производится с учетом выбранного типа подстанции, РУ, защищаемого объекта.

5. Выбор исходных данных для подстанций переменного тока производится по таблицам 4 и 5.

Таблица 4 – Исходные данные для подстанций  
переменного тока

Параметры	Вторая цифра шифра									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	0
Тип, мощность и напряжение тяговых трансформаторов	ТДТНЖ- 25000/110 У1 115; 27,5; 6,6; 11		ТДТНЖУ- 40000/110 У1- 115; 38,5; 27,5		ТДТНЖУ- 25000/110 У1- 115; 38,5; 27,5		ТДТНЖ- 40000/110 У1 115; 27,5; 6,6; 11		ТДТНЖУ- -25000/110 У1- 115; 27,5; 6,6; 11	
Мощность КЗ на шинах 110 кВ подстанции, МВА (числитель – в режиме максимума энергосистемы, знаменатель – в режиме минимума)	$\frac{900}{500}$		$\frac{1000}{600}$		$\frac{800}{600}$		$\frac{800}{500}$		$\frac{1000}{700}$	
Длина отходящей ЛЭП (фидера) нетяговых потребителей, км	10		15		20		18		15	
Максимальный ток фидера нетяговых потребителей, А (числитель – при напряжении 10 и 6 кВ, знаменатель – при 35 и 27,5 кВ)	$\frac{200(400)}{100}$		$\frac{150(350)}{80}$		$\frac{150(300)}{90}$		$\frac{250(400)}{150}$		$\frac{300(500)}{200}$	
Расстояние между тяговыми подстанциями	50		48		50		48		50	

Таблица 5 – Выбор параметров конденсаторных установок

Параметры КУ		Первая цифра шифра									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	0
Количество конденсаторов, соединенных	последовательно	34	32	34	32	34	32	34	32	34	32
	параллельно	6	6	4	4	3	3	2	2	1	1
Тип конденсаторов		КС-1,05-25		КС-1,05-37,5		КС-1,05-50		КС-1,05-75		КС-1,05-120	
Номинальная мощность установки, МВар		5,1	4,8	5,1	4,8	5,1	4,8	5,1	4,8	4,08	3,84

Примечание: условное обозначение конденсаторов типа КС-1,05-25:  
 1,05 – номинальное напряжение, кВ;  
 25 – номинальная мощность, кВар.

6. Выбор исходных данных для подстанций постоянного тока производится по таблицам 6 и 7.

Таблица 6 – Выбор схемы выпрямления и типа тягового трансформатора

Вторая цифра шифра	Схема выпрямления	Тип тягового трансформатора
Нечетная	6-пульсовая мостовая	ТДП-12500/...ЖУ1
Четная	12-пульсовая	ТРДП-12500/...ЖУ1

Таблица 7 – Исходные данные для подстанции постоянного тока

Параметр	Третья цифра шифра									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	0
Тип, мощность и напряжение понижающих трансформаторов подстанции	ТДТН-16000/110У1 115; 38,5; 6,6; 11		ТДТН-25000/110У1 115; 38,5; 6,6; 11		ТДТН-40000/110У1 115; 38,5; 6,6; 11		ТДТН-16000/110У1 115; 38,5; 6,6; 11		ТДТН-25000/110У1 115; 38,5; 6,6; 11	
Мощность КЗ на шинах 110 кВ подстанции, МВА (числитель – в режиме максимума системы, знаменатель – в режиме минимума)	$\frac{950}{550}$		$\frac{900}{600}$		$\frac{1000}{700}$		$\frac{850}{650}$		$\frac{950}{600}$	
Расстояние между тяговыми подстанциями, км	15		16		17		16		15	
Максимальный ток нагрузки фидеров нетяговых потребителей, А (числитель – при напряжении 10 и 6 кВ, знаменатель – при 35 кВ)	$\frac{180(350)}{90}$		$\frac{200(380)}{100}$		$\frac{250(400)}{100}$		$\frac{150(250)}{85}$		$\frac{170(350)}{95}$	
Длина фидеров нетяговых потребителей, км	10		12		15		12		10	

7. Выбор выдержек времени для подстанций переменного и постоянного токов производится по третьей цифре шифра.

Таблица 8 – Выбор выдержки времени

Параметр	Первая цифра шифра									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	0
Выдержка времени защиты фидеров ДПР, с	0,3		0,4		0,5		0,3		0,4	
Выдержка времени защиты потребителей 10 и 6 кВ, с	0,5		0,6		0,6		0,5		0,4	
Выдержка времени защиты потребителей 35 кВ, с	0,8		0,7		0,9		0,6		0,3	
Степень выдержки времени $\Delta t$ , с	0,5		0,4		0,3		0,4		0,5	

Примечания:

1. Источник оперативного тока – постоянный, 220 В.
2. Для защищаемого РУ принять к установке по [4] высоковольтные выключатели ВЭБ-110-40/2000 УХЛ1, ВВС-35П-20/..., ВВС-27,5-20/..., ВВПЭ-10-20/... со встроенными трансформаторами тока типа ТВ-110-II, ТВ-35У2 и трансформаторами тока внутренней установки типа ТЛМ-10 или ТПШЛ-10.
3. Первичный номинальный ток трансформаторов тока выбрать в соответствии с данными приложения Б.
4. Параметры остального оборудования выбрать по [3] и [4].
5. В минимальном режиме работы на тяговой подстанции находится в работе один головной трансформатор.

**Список принятых сокращений:**

- ДПР – два провода – рельс;  
ДЗТ – реле тока дифференциальное с торможением;  
КЗ – короткое замыкание;  
КУ – конденсаторная установка поперечной емкостной компенсации;  
ЛЭП – линия электропередачи;  
МТЗ – максимальная токовая защита;  
ПА – преобразовательный агрегат;  
ПУЭ – правила устройства электроустановок;  
РЗ – релейная защита;  
РУ – распределительное устройство;  
РНТ – реле тока с быстронасыщающимся трансформатором;  
СГЭС – схема главных электрических соединений;  
ТО – токовая отсечка;  
ТП – тяговая подстанция;  
ТСН – трансформатор собственных нужд.

## 1. ОБЩИЕ МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ

---

### 1.1 Содержание курсового проекта

При разработке курсового проекта по выбранному варианту задания студент рассматривает весь комплекс вопросов, связанных с разработкой релейной защиты (РЗ) заданного распределительного устройства (РУ) тяговой подстанции (ТП) постоянного или переменного тока.

Курсовой проект должен включать в себя следующие обязательные элементы: реферат, введение, разделы 1-5, заключение, список использованных источников, чертежи.

*Раздел 1. Принципиальная схема заданного РУ.*

Выполнить чертеж схемы главных электрических соединений (СГЭС) РУ с обязательным показом заданных защищаемых присоединений (объектов).

На чертеже следует дать буквенное обозначение всех элементов схемы и указать типы оборудования для заданных объектов.

В пояснительной записке приводится описание схемы РУ, где указывается назначение и особенности заданных присоединений (объектов).

*Раздел 2. Выбор основных видов релейной защиты заданного РУ.*

Выбрать виды релейной защиты, применяемые для защиты всех присоединений заданного РУ от ненормальных и аварийных режимов. Все выбранные виды РЗ должны быть показаны на СГЭС заданного РУ прямоугольниками и иметь буквенное обозначение.

*Раздел 3. Выбор и расчет нормальных и аварийных режимов.*

Составить перечень возможных видов повреждений и ненормальных режимов, связанных с работой заданного РУ.

Произвести расчет токов нормального режима всех присоединений и токов короткого замыкания (КЗ) на шинах и отходящих линиях. Расчет токов КЗ проводится для максимального и минимального режимов работы энергосистемы ( $S_{\text{СМАКС}}$  и  $S_{\text{СМИН}}$  заданы) и тяговой подстанции (в работе находится соответственно 2 или 1 понижающий

трансформатор). Производится расчет токов всех видов КЗ (трехфазного, двухфазного и однофазного на землю).

Расчет сопротивлений цепи КЗ по составленной схеме замещения выполняется в именованных единицах. Схемы замещения и расчет токов КЗ производятся по методике, изложенной в [3], [6] и [7].

#### *Раздел 4. Расчет параметров РЗ и разработка схем.*

Расчет выполняется для заданных присоединений (объектов).

Произвести расчет параметров срабатывания защиты (например, для токовых защит — токов срабатывания защиты, токов срабатывания токового реле, времени срабатывания защиты). Для определения параметров срабатывания реле для ранее выбранных измерительных трансформаторов и схемы их соединения найти коэффициенты трансформации и коэффициент схемы.

Рассчитать чувствительность защит и сравнить ее с требованиями правил устройства электроустановок (ПУЭ) [5].

Произвести выбор реле всех видов с указанием их параметров, а также выбор комплектов РЗ.

Составить структурную схему РЗ защищаемого объекта.

В соответствии со структурной схемой и выбранными схемами исполнения РЗ составить принципиальную схему РЗ (схему РЗ нужно выполнить совмещенным и разнесенным способами). Составить векторные диаграммы, графики селективности и другие графики, поясняющие принципы действия защит.

Оценить возможность применения электронных реле и микропроцессорных защит и провести анализ их работы.

#### *Раздел 5. Расчет измерительных трансформаторов.*

Выполнить расчет измерительных трансформаторов тока и трансформаторов напряжения по допускаемым погрешностям измерения.

Графическая часть курсового проекта состоит из трех листов: лист формата А2 по разделам 1 и 2; два листа формата А3 по разделу 4.

Пояснительная записка выполняется на стандартных листах формата А4 и должна содержать: титульный лист, реферат, введение, разделы 1-5, заключение, список использованных источников, приложения, чертежи с рамкой и штампом, спецификации к чертежам.

В тексте пояснительной записки должны быть ссылки на использованную литературу, на каждый рисунок и чертежи. Рисунки следует приводить на отдельных листах стандартной бумаги сразу после первой ссылки на них в тексте.

Счет страниц пояснительной записки ведется с титульного листа, номера страниц проставляются в правом нижнем углу.

Разделы нумеруются арабскими цифрами, разделы – одной цифрой, а подразделы – двумя цифрами.

## 1.2 Разработка схемы замещения, расчет сопротивлений и токов короткого замыкания

Для выполнения раздела 3 курсового проекта следует составить расчетную схему электрической цепи по выбранным исходным данным с указанием на ней всех элементов с их параметрами и указать интересующие точки КЗ [3], [6] и [7]. При этом внешняя часть системы электроснабжения заменяется одним источником питания (энергосистема) с заданной  $S_{\text{смакс}}$  в максимальном режиме работы и  $S_{\text{смин}}$  в минимальном режиме работы энергосистемы.

По разработанной расчетной схеме составить схему замещения и произвести расчет сопротивлений методом именованных единиц [3], [6] и [7]. Расчетные формулы приведены в таблицах Е.1 и Е.2 приложения Е.

По результирующему сопротивлению  $X_{1\text{рез}}$  до расчетной точки КЗ определить величину тока трехфазного КЗ в максимальном ( $I_{\text{кмакс}}$ ) и минимальном ( $I_{\text{кмин}}$ ) режимах по формуле

$$I_{\text{к}}^{(1)} = \frac{U_{\text{б}}}{\sqrt{3} \cdot X_{1\text{рез}}}, \quad (1.1)$$

где  $U_{\text{б}}$  – среднее значение напряжения РУ, где рассчитывается ток КЗ.

Для определения тока несимметричного КЗ воспользоваться формулами, приведенными в таблице 1.1 [6] и [7].

Таблица 1.1 – Расчетные формулы для определения тока несимметричного КЗ при расчете сопротивлений в именованных единицах

Основные виды несимметричного КЗ	Величина тока несимметричного КЗ	Примечание
Двухфазное КЗ	$I_{\text{к}}^{(2)} = \frac{U_{\text{ср}}}{X_{1\text{рез}} + X_{2\text{рез}}}$	Принять $X_{2\text{рез}} = X_{1\text{рез}}$
Однофазное КЗ в системе с заземленной нейтралью	$I_{\text{к}}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср}}}{X_{1\text{рез}} + X_{2\text{рез}} + X_{0\text{рез}}}$	$X_{0\text{рез}}$ считать по схеме замещения нулевой последовательности

При расчете токов однофазного КЗ  $I_K^{(1)}$  в РУ 6-35 кВ тяговых подстанций следует учитывать, что эти РУ являются частью электрической сети с изолированной нейтралью. Токи однофазного КЗ на землю в таких сетях имеют емкостной характер и определяются напряжением сети и длиной линий электропередач, питающихся от заданного РУ.

Приблизительно ток замыкания на землю  $I_K^{(1)}$  для воздушных линий электропередач можно определить по формуле, А

$$I_K^{(1)} = \frac{U_{\text{ср}} \cdot l_{\text{в}}}{350}, \quad (1.2)$$

где  $U_{\text{ср}}$  — линейное напряжение заданного РУ, кВ;

$l_{\text{в}}$  — суммарная длина фидеров заданного РУ, км.

По результатам расчета токов КЗ следует составить сводную таблицу.



## 2 МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ВЫБОРУ И РАСЧЕТУ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ТЯГОВЫХ ПОДСТАНЦИЙ

### 2.1 Релейная защита трансформаторов

Схемы подключения измерительных органов РЗ понижающих трансформаторов приведены в Приложении А, рисунки А2.1, А2.2 и А2.3. В таблице 2.1 перечислены основные типы РЗ понижающих трансформаторов. Расчеты дифференциальной защиты, примеры расчета и принципиальные схемы приведены в литературе [1], [7], [9] и [11].

Таблица 2.1 — Типы релейных защит, устанавливаемых на понижающих трансформаторах

Виды повреждений	Вид и исполнение защиты	Зона действия и способы согласования
Понизительные трехобмоточные трансформаторы 110 (220) кВ		
КЗ в обмотках трансформатора и его выводах	Трехфазная продольная дифференциальная защита в трехфазном трехрелейном исполнении	Защищает весь трансформатор и ошиновку; с другими защитами не согласуется
Внутренние повреждения трансформатора и снижение уровня масла	Газовая защита	Защита отключает трансформатор при внутренних повреждениях и воздействует на сигнал при снижении уровня масла
Внешние (сквозные) КЗ	На стороне 110 (220) кВ МТЗ с выдержкой времени в трехфазном трехрелейном исполнении	Защита реагирует на КЗ всех видов в трансформаторе и на шинах среднего и низкого напряжения, резервирует дифференциальную и газовую защиты. Согласуется по току и времени с защитами трансформатора на стороне низкого и среднего напряжения

Продолжение таблицы 2.1

Виды повреждений	Вид и исполнение защиты	Зона действия и способы согласования
Внешние (сквозные) КЗ	На стороне тяговой обмотки 27,5 кВ (вводы 27,5 кВ) МТЗ с выдержкой времени в двухфазном двухрелейном исполнении с двойным комплектом токовых реле, включенных на сумму токов параллельно работающих трансформаторов	Защита реагирует на все виды КЗ на шинах 27,5 кВ, резервирует защиты присоединений 27,5 кВ. Согласуется по времени с защитами присоединений 27,5 кВ
Внешние (сквозные) КЗ	На стороне тяговой обмотки 10 кВ или обмотки 10-35 кВ, питающей районные потребители (вводы РУ-10, вводы РУ-35) МТЗ с выдержкой времени в двухфазном двухрелейном исполнении	Защита реагирует на все КЗ на шинах 10-35 кВ, а также резервирует защиты присоединений этих шин. Согласовывается по времени с защитами присоединений 10-35 кВ
Перегрузка	МТЗ с выдержкой времени и действием на сигнал в однофазном однорелейном исполнении	Устанавливается на стороне питания, не требует согласования с защитами смежных элементов
Районные понизительные двухобмоточные трансформаторы 35/10, 35/6, 10/6 кВ		
Внутренние повреждения	Трехфазная продольная дифференциальная защита в трехфазном трехрелейном исполнении (для трансформаторов мощностью 4 МВА и выше)	См. защиту понизительных трансформаторов с первичным напряжением 110 (220) кВ
	Токовая отсечка без выдержки времени в двухрелейном двухфазном исполнении (для трансформаторов, не оборудуемых дифференциальной защитой)	-"-
	Газовая защита	-"-
Внешние (сквозные) КЗ	МТЗ с выдержкой времени в двухфазном трехрелейном исполнении	-"-
Перегрузка	МТЗ с выдержкой времени и действием на сигнал в однофазном однорелейном исполнении	-"-
Трансформаторы собственных нужд		
КЗ в обмотке ВН трансформатора и его выводах	Токовая отсечка без выдержки времени в двухфазном двухрелейном исполнении	Защищает часть обмотки ВН трансформатора

## Окончание таблицы 2.1

Виды повреждений	Вид и исполнение защиты	Зона действия и способы согласования
Внешние (сквозные) КЗ	МТЗ с выдержкой времени в двухфазном трехрелейном исполнении	Защита реагирует на все КЗ в трансформаторе и на шинах собственных нужд
Перегрузка	МТЗ с выдержкой времени и действием на сигнал в однофазном однорелейном исполнении	Устанавливается на стороне 0,4 кВ

### 2.1.1 Расчет максимальной токовой защиты понижающих трансформаторов

Рассмотрим расчет максимальной токовой защиты (МТЗ) трансформаторов, установленной со стороны высокого напряжения (ВН) трансформатора.

Ток срабатывания МТЗ трансформаторов находят из условия отстройки от максимального рабочего тока, условия возврата реле и отстройки от самозапуска двигателей, подключенных к неповрежденным линиям на стороне среднего и низкого напряжений [1], [7], [9] и [12].

С целью упрощения расчетов ток срабатывания защиты  $I_{C3}$  (в данном случае МТЗ) рекомендуется выбирать по следующим условиям:

– для двухобмоточного трансформатора

$$I_{C3} \geq 4 \cdot I_{H1}, \quad (2.1)$$

– трехобмоточного трансформатора

$$I_{C3} \geq 5,5 \cdot I_{H1}, \quad (2.2)$$

где  $I_{H1}$  — номинальный ток обмотки ВН трансформатора

$$I_{H1} = \frac{S_{HT}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}}. \quad (2.3)$$

Ток срабатывания реле  $I_{CP}$  определяется по формуле

$$I_{CP} = \frac{I_{C3}}{K_{TA}} \cdot K_{CX}, \quad (2.4)$$

где  $K_{\text{ТА}}$  — коэффициент трансформации трансформатора тока, установленного со стороны ВН трансформатора;

$K_{\text{сх}}$  — определяется схемой соединения трансформаторов тока (таблица 2.2).

Схема соединения трансформаторов тока должна быть предварительно выбрана. Рекомендации по выбору схем соединения трансформаторов тока для МТЗ двухобмоточных и трехобмоточных трансформаторов приведены в литературе [1], [7], [9] и [12], схемы отдельных видов защит приведены на рисунках А2.1-А2.3 (Приложение А).

Коэффициент чувствительности определяется из условия резервирования защит, установленных со стороны низкого и среднего напряжения, а также защит, установленных на отходящих линиях. Следовательно, для расчета чувствительности защиты трехобмоточного трансформатора нужно определить токи КЗ в минимальном режиме для трехобмоточного трансформатора на шинах низкого и среднего напряжения и в конце отходящих линий точки к1, к2, к4–к7 на рисунках 2.1 и 2.2.

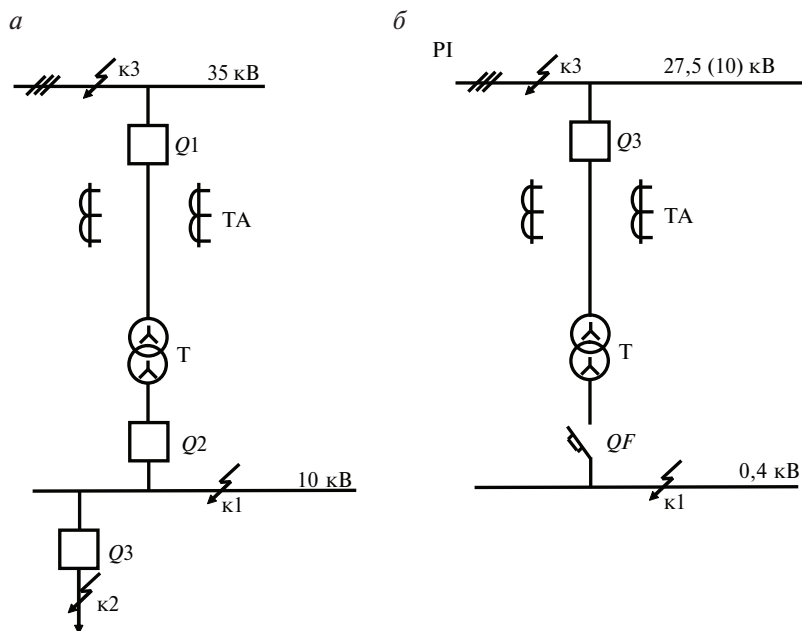


Рисунок 2.1 — Расчетные схемы МТЗ двухобмоточных трансформаторов



Защита понизительного трансформатора от перегрузки по току с действием на сигнал выполняется при помощи одного токового реле и реле времени с выдержкой времени 9 с (Приложение А, рисунки А2.1 и А2.2). Ток срабатывания реле защиты от перегрузки определяется по формуле

$$I_{\text{CP}} = \frac{K_{\text{H}} \cdot I_{\text{H1}}}{K_{\text{B}} \cdot K_{\text{ТА}}}, \quad (2.6)$$

где  $K_{\text{H}}$  — коэффициент надежности,  $K_{\text{H}} = 1,05$ ;

$K_{\text{B}}$  — коэффициент возврата, для максимальных токовых реле  $K_{\text{B}} = 0,85$ .

Данные о выборе времени срабатывания МТЗ трансформаторов приведены в разделе 2.7 (таблица 2.6).

### 2.1.2 Расчет дифференциальной защиты трансформатора

Понижающий трансформатор в отличие от линии электропередачи имеет некоторые специфические особенности, влияющие на выполнение продольной дифференциальной защиты. К таким особенностям относятся:

1. Наличие броска тока намагничивания трансформатора при включении его под напряжением или при восстановлении напряжения после отключения близкого КЗ.

2. Неравенство токов по вторичным обмоткам трансформаторов тока, установленных на всех сторонах понижающего трансформатора.

3. Наличие углового сдвига вторичных токов трансформаторов тока при различных схемах соединения обмоток понижающего трансформатора.

Задачей расчета продольной дифференциальной защиты понижающего трансформатора является определение тока срабатывания и числа витков различных обмоток дифференциального реле (серии РНТ или ДЗТ). Методика расчета изложена в [1], [7], [9] и [12].

Расчет дифференциальной защиты можно производить в следующей последовательности:

1. По заданной мощности понижающего трансформатора определяются номинальные токи  $I_{\text{ни}}$  высокой (ВН), средней (СН) и низкой (НН) сторон трансформатора по формуле (2.3). Далее выбираются типы трансформаторов тока и определяются их коэффициенты трансформации  $K_{\text{ТА}}$ . В целях повышения надежности защиты и уменьшения полных погрешностей трансформаторов тока

целесообразно применять несколько завышенные значения  $K_{\text{ТА}}$  против расчетных значений.

Затем выбираются схемы соединения обмоток трансформаторов тока. Как известно, для компенсации углового сдвига вторичных токов трансформаторов тока со стороны звезды обмоток понижающего трансформатора трансформаторы тока соединяются в треугольник, а со стороны треугольника — в звезду ( $K_{\text{СХ}} = 1$  для звезды,  $K_{\text{СХ}} = \sqrt{3}$  для треугольника).

После этого находятся номинальные вторичные токи  $I_{2i}$  трансформаторов тока в плечах защиты

$$I_{2i} = \frac{K_{\text{СХ}i} \cdot I_{\text{Н}i}}{K_{\text{ТА}i}}, \quad (2.7)$$

где  $K_{\text{СХ}i}$  — коэффициент схемы трансформаторов тока соответствующей стороны (ВН, СН или НН) понижающего трансформатора;

$K_{\text{ТА}i}$  — коэффициент трансформации трансформаторов тока соответствующей стороны понижающего трансформатора;

$I_{\text{Н}i}$  — номинальный ток соответствующей стороны понижающего трансформатора.

2. Выбираются значения токов КЗ  $I_{\text{КМАКС}}$  и  $I_{\text{КМИН}}$  из раздела 1.2. Выбранные значения  $I_{\text{КМАКС}}$  и  $I_{\text{КМИН}}$  на стороне среднего и низкого напряжений понижающего трансформатора приводятся к его высокой стороне ВН, используя отношения соответствующих напряжений.

Для дальнейших расчетов принимается наибольшее из двух максимальных токов  $I_{\text{КМАКС}}$  и наименьшее из двух минимальных токов  $I_{\text{КМИН}}$ , приведенных к высокой стороне ВН.

3. Производится расчет для выбора типа реле дифференциальной защиты. Для этого определяется первичный (на стороне ВН трансформатора) ток срабатывания защиты  $I_{\text{СЗ}}$ .

Первым условием выбора первичного  $I_{\text{СЗ}}$  является отстройка от тока небаланса  $I_{\text{НБ}}$

$$I_{\text{СЗ}} \geq K_{31} \cdot I_{\text{НБ}}, \quad (2.8)$$

где  $K_{31}$  — коэффициент запаса от тока небаланса. Для реле типа РНТ  $K_{31} = 1,3$ , а для реле типа ДЗТ  $K_{31} = 1,5$ .

Вначале проверяется возможность применения реле РНТ, при этом  $K_{31} = 1,3$ .

Ток небаланса  $I_{\text{НБ}}$  определяется по выражению:

$$I_{\text{НБ}} = (K_{\text{АП}} \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РЕГ}} + \Delta f_{\text{ВЫР}}) \cdot I_{\text{КМАКС}}, \quad (2.9)$$

где  $K_{\text{АП}}$  — коэффициент, учитывающий влияние аperiodической составляющей тока короткого замыкания. При наличии насыщающихся трансформаторов тока  $K_{\text{АП}} = 1$ , для остальных  $K_{\text{АП}} = 2$ ;

$K_{\text{ОДН}}$  — коэффициент однотипности трансформаторов тока,  $K_{\text{ОДН}} = 1$ ;

$\varepsilon$  — допустимая относительная погрешность трансформатора тока,  $\varepsilon = 0,1$ ;

$\Delta U_{\text{РЕГ}}$  — относительная погрешность, обусловленная регулированием напряжения. Принимается равной половине суммарного диапазона РПН понижающих трансформаторов  $\Delta U_{\text{РЕГ}} = 0,16$ ;

$\Delta f_{\text{ВЫР}}$  — относительная погрешность от неточного выравнивания токов плеч защиты вследствие возможности точной установки на реле расчетного числа витков. Так как число витков еще неизвестно, то принять  $\Delta f_{\text{ВЫР}} = 0$ ;

$I_{\text{КМАКС}}$  — максимальное значение тока КЗ (на стороне ВН трансформатора) при КЗ на стороне СН или НН.

Вторым условием выбора  $I_{\text{СЗ}}$  является отстройка от броска тока намагничивания при включении трансформатора на холостой ход

$$I_{\text{СЗ}} \geq K_{32} \cdot I_{\text{Н1}}, \quad (2.10)$$

где  $K_{32}$  — коэффициент запаса от броска тока намагничивания. Для реле типа РНТ  $K_{32} = 1,3$ , а для реле типа ДЗТ  $K_{32} = 1,5$ ;

$I_{\text{Н1}}$  — номинальный ток со стороны ВН трансформатора.

Проверяем вначале возможность применения реле типа РНТ, поэтому принимаем  $K_{32} = 1,3$ .

Наибольшее из двух значений  $I_{\text{СЗ}}$ , найденных по выражениям (2.8) и (2.10), принимается за ток срабатывания.

По выбранному току срабатывания защиты  $I_{\text{СЗ}}$  определяется возможность применения реле типа РНТ.

Для этого определяется коэффициент чувствительности защиты  $K_{\text{ч}}^{(2)}$  при двухфазном внешнем КЗ

$$K_{\text{ч}}^{(2)} = \frac{I_{\text{КМИН}}^{(2)}}{I_{\text{СЗ}}}, \quad (2.11)$$



где  $I_{\text{кмин}}^{(2)}$  — значение минимального тока двухфазного КЗ, приведенного к стороне ВН трансформатора.

При  $K_{\text{ч}}^{(2)} < 2$  дифференциальную защиту с реле типа РНТ выполнить нельзя. В этом случае следует применить реле типа ДЗТ, например, ДЗТ-11 с одной тормозной обмоткой. Такой случай наиболее типичен для понижающих трансформаторов тяговых подстанций, поэтому далее рассматривается выбор уставок реле типа ДЗТ (уставки реле типа РНТ выбираются аналогично, только без расчета тормозной обмотки).

4. Определяется место включения тормозной обмотки реле ДЗТ-11.

Из существующих вариантов включения тормозной обмотки рассматриваются два. Первый вариант предусматривает включение тормозной обмотки в одно из плеч СН или НН трансформатора. При этом тормозную обмотку следует включать в плечо той стороны трансформатора, где внешнее КЗ вызывает больший ток (т. е. со стороны СН, имеющей сопротивление обмотки трансформатора равное примерно нулю). Схема включения обмоток реле типа ДЗТ-11, соответствующая этому варианту, приведена на рисунке 2.3.

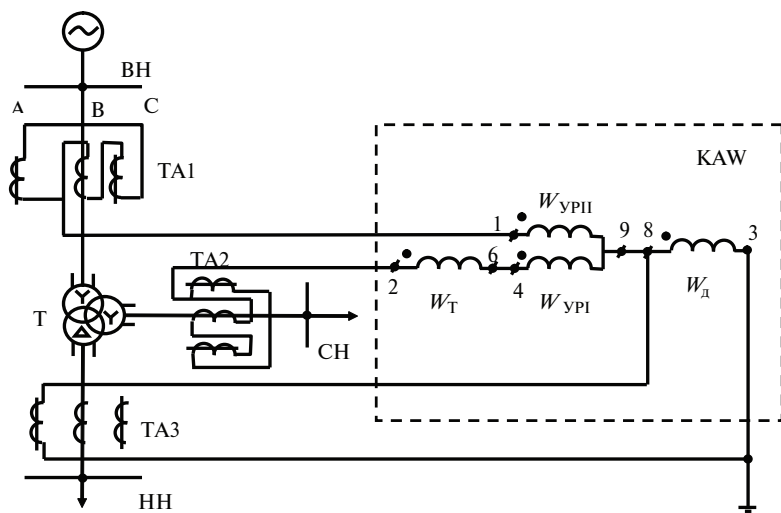


Рисунок 2.3 — Схема включения тормозной обмотки в плечо СН трансформатора

Несрабатывание защиты при внешнем КЗ в данном случае на шинах НН, когда торможение отсутствует, обеспечивается выбором тока срабатывания по условиям (2.8) и (2.10).

Далее определяется коэффициент чувствительности защиты  $K_{\text{ч}}^{(2)}$  по выражению (2.11) при двухфазном внешнем КЗ  $I_{\text{КМИН}}^{(2)}$  (в данном случае на шинах НН).

Если отстройка от тока небаланса при внешнем КЗ требует в данном варианте  $I_{\text{сз}}$  больше, чем  $1,5 \cdot I_{\text{Н1}}$ , то наиболее целесообразно применять схему включения обмотки реле ДЗТ-11 на сумму токов плеч защиты питаемых сторон (рисунок 2.4).

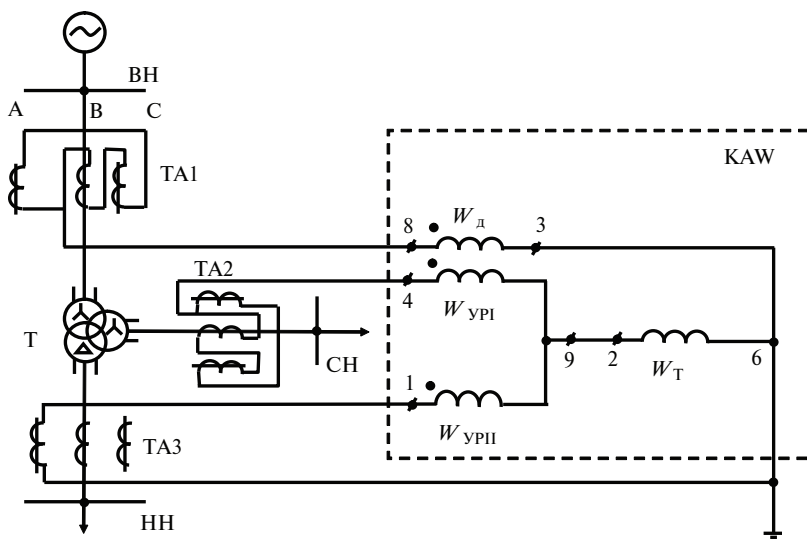


Рисунок 2.4 – Схема включения тормозной обмотки на сумму токов плеч СН и НН трансформатора

Второй вариант предусматривает включение тормозной обмотки на сумму токов плеч защиты сторон СН и НН трансформатора. Схема включения обмоток реле ДЗТ-11 для этого варианта приведена на рисунке 2.4.

Этот вариант включения обмоток реле ДЗТ-11 может быть признан наилучшим, так как позволяет выбрать  $I_{\text{сз}}$  только по условию (2.10). Кроме того, в этой схеме исключается влияние тормозной обмотки реле при КЗ в зоне действия защиты. Также на величину  $I_{\text{сз}}$

не влияет неточность подбора витков уравнительных обмоток реле (она влияет лишь на выбор числа витков тормозной обмотки).

Таким образом, используя вариант включения тормозной обмотки реле по схеме (рисунок 2.4), ток срабатывания защиты  $I_{C3}$  можно определить по условию (2.10) при  $K_{32} = 1,5$ .

Далее находим вторичный ток срабатывания реле  $I_{CP}$  по формуле (2.4).

5. Определяется число витков обмоток реле ДЗТ-11:

а) расчетное число витков дифференциальной (рабочей) обмотки  $W_d$  определяется по выражению

$$W_d = \frac{F_{CP}}{I_{CP}}, \quad (2.12)$$

где  $F_{CP}$  — магнитодвижущая (намагничивающая) сила, необходимая для срабатывания реле. Для реле ДЗТ-11  $F_{CP} = 100$  А·витк.

Исходя из расчетного значения  $W_d$ , принимается ближайшее целое число витков дифференциальной обмотки. Значения витков обмотки реле, которые можно выставить, указаны на схеме реле (рисунок 2.5);

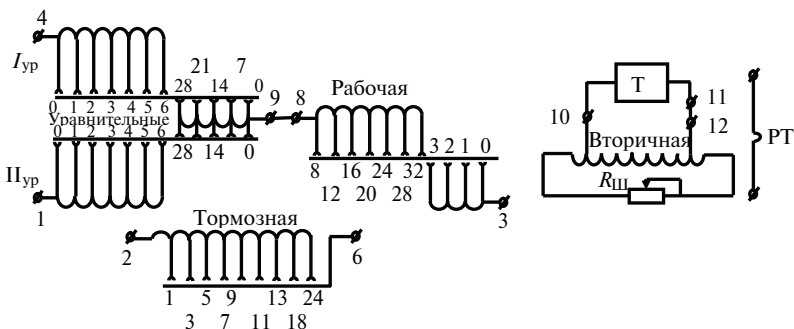


Рисунок 2.5 — Схема реле ДЗТ-11

б) расчетное число витков уравнительных обмоток определяем из условия уравнивания намагничивающих сил в реле, создаваемых номинальными токами в дифференциальной и уравнительной обмотках. Считая одну из обмоток отключенной (например НН, рисунок 2.4), имеем

$$I_{2BH} \cdot W_d = I_{2CH} \cdot W_{ур1}, \quad (2.13)$$

где  $I_{2ВН}$ ,  $I_{2СН}$  — номинальные вторичные токи трансформаторов тока в плечах защиты сторон ВН и СН понижающего трансформатора.

Витки тормозной обмотки в данном выражении отсутствуют, так как они включаются таким образом, что не создают тока в реле, а служат только для подмагничивания крайних стержней магнитопровода, насыщая их и препятствуя трансформации тока из рабочей обмотки во вторичную обмотку. Из выражения (2.13) находим число витков  $W_{УР1}$ . Для установки на реле принимается ближайшее большее целое число витков первой уравнивающей обмотки (см. рисунок 2.5).

Считая отключенной другую обмотку (теперь СН), из условия равновесия намагничивающих сил в реле получаем выражение

$$I_{2ВН} \cdot W_d = I_{2НН} \cdot W_{УР1} \quad (2.14)$$

Из выражения (2.14) находим расчетное число витков второй уравнивающей обмотки  $W_{УР1}$ . Для установки на реле принимается ближайшее большее целое число витков второй уравнивающей обмотки (см. рисунок 2.5).

Правильность выбора числа витков обмоток реле ДЗТ-11 (для схемы рисунок 2.4) может быть проверена по условию

$$I_{2ВН} \cdot W_d \approx I_{2СН} \cdot W_{УР1} \approx I_{2НН} \cdot W_{УР1}; \quad (2.15)$$

в) число витков тормозной обмотки определяется исходя из условия надежного срабатывания защиты при внешнем КЗ на шинах одной из сторон СН или НН по выражению

$$W_T \geq \frac{K_3 \cdot I_{НБ\text{ МАКС}} \cdot W_{РАСЧ}}{I_{К\text{ МАКС}} \cdot \text{tg}\alpha}, \quad (2.16)$$

где  $K_3$  — коэффициент запаса,  $K_3 = 1,5$ ;

$\text{tg}\alpha$  — тангенс угла наклона к оси абсцисс касательной, проведенной из начала координат к характеристике срабатывания, соответствующей минимальному торможению. Для реле ДЗТ-11  $\text{tg}\alpha = 0,87$ ;

$W_{РАСЧ}$  — расчетное число витков рабочей обмотки. Для схемы рисунок 2.4  $W_{РАСЧ} = W_d$ ;

$I_{НБ\text{ МАКС}}$  — наибольший ток небаланса при трехфазном КЗ на одной из сторон СН или НН трансформатора, определяемый по выражению (2.9) с учетом  $\Delta f_{\text{выр}}$ .

Погрешность от неточного выравнивания токов плеч защиты, вследствие невозможности точной установки на реле расчетного

числа уравнильных обмоток, определяется для сторон ВН и НН трансформатора по выражению

$$\Delta f_{\text{выр}} = \frac{(W_{\text{ур.уст}} - W_{\text{ур.расч}})}{W_{\text{ур.уст}}}, \quad (2.17)$$

где  $W_{\text{ур.расч}}$ ,  $W_{\text{ур.уст}}$  — расчетное и принятое к установке на реле число витков уравнильных обмоток.

Для подстановки в формулу (2.16) выбирается наибольшее из двух полученных значений  $I_{\text{нб макс}}$  (для сторон ВН или НН трансформатора).

Для подстановки в формулу (2.16) принимают значение  $I_{\text{к макс}}$ , соответствующее КЗ на той стороне трансформатора, для которой выбирается  $I_{\text{нб макс}}$ .

6. Определяется коэффициент чувствительности защиты  $K_{\text{ч}}^{(2)}$  при двухфазном КЗ

$$K_{\text{ч}}^{(2)} = \frac{I_{\text{к мин}}^{(2)} \cdot W_{\text{д}}}{K_{\text{ТА}} \cdot F_{\text{ср0}}}, \quad (2.18)$$

где  $I_{\text{к мин}}^{(2)}$  — значение минимального тока двухфазного КЗ, приведенного к стороне ВН трансформатора (найденно выше);

$K_{\text{ТА}}$  — коэффициент трансформации трансформаторов тока со стороны ВН понижающего трансформатора;

$W_{\text{д}}$  — принятое к установке число витков дифференциальной обмотки;

$F_{\text{ср0}}$  — магнитодвижущая сила срабатывания реле типа ДЗТ-11 при отсутствии торможения, т. е. берется начальная точка тормозных характеристик реле,  $F_{\text{ср0}} = 100 \text{ А} \cdot \text{витк.}$

Значение  $K_{\text{ч}}^{(2)}$  должно быть больше или равно 2.

### 2.1.3 Расчет релейной защиты понизительных трансформаторов для питания нетяговых потребителей

Трансформаторы для питания нетяговых потребителей могут быть установлены в РУ-35 кВ тяговых подстанций постоянного и переменного тока, обычно с напряжением вторичной обмотки 10 (6) кВ. Виды применяемых защит указаны в таблице 2.1. Схема подключения измерительных органов защиты приведена на рисунке А.2 (Приложение А).

Расчет МТЗ со стороны высокого напряжения проводится по формулам (2.1), (2.3), (2.4) и (2.5). Коэффициент чувствительности  $K_{\text{ч}}$  МТЗ определяется по значению минимального тока КЗ на шинах НН трансформатора и в конце фидера, отходящего от этих шин (точки к1 и к2, рисунок 2.1, а).

Для трансформаторов, не оборудуемых дифференциальной защитой, в качестве защиты от внутренних повреждений используется токовая отсечка (ТО) со стороны высокого напряжения трансформатора. Ток срабатывания ТО определяется по формуле

$$I_{\text{сз}} = K_{\text{н}} \cdot \frac{5 \cdot I_{\text{н2}}}{K_{\text{т}}}, \quad (2.19)$$

где  $K_{\text{н}}$  — коэффициент надежности,  $K_{\text{н}} = 1,4$ ;

$I_{\text{н2}}$  — номинальный ток вторичной обмотки трансформатора;

$K_{\text{т}}$  — коэффициент трансформации трансформатора.

Номинальный ток вторичной обмотки трансформатора равен

$$I_{\text{н2}} = \frac{S_{\text{нт}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{нн}}}. \quad (2.20)$$

Коэффициент трансформации трансформатора равен

$$K_{\text{т}} = \frac{U_{\text{вн}}}{U_{\text{нн}}}. \quad (2.21)$$

Ток срабатывания реле  $I_{\text{ср}}$  вычисляется по формуле (2.4).

Коэффициент чувствительности ТО определяется по току КЗ в минимальном режиме в месте установки защиты, т. е. на шинах 35 кВ (точка к3, рисунок 2.1, б). Методика расчета коэффициента чувствительности приведена в разделе 2.1.1.

Таблица 2.2 — Расчет тока в реле  $I_{\text{рмин}}^{(2)}$

Схема соединения трансформаторов тока	$K_{\text{сх}}$	Токи в реле при КЗ	
		В месте установки защиты или за трансформатором $\lambda/\lambda$	За трансформатором $\lambda/\Delta$
Полная звезда	1	$I_{\text{рмин}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{кмин}}^{(3)}}{2 \cdot K_{\text{та}} \cdot K_{\text{т}}}$	$I_{\text{рмин}}^{(2)} = \frac{I_{\text{кмин}}^{(3)}}{K_{\text{та}} \cdot K_{\text{т}}}$

## Окончание таблицы 2.2

Схема соединения трансформаторов тока	$K_{\text{сх}}$	Токи в реле при КЗ	
		В месте установки защиты или за трансформатором $\lambda/\lambda$	За трансформатором $\lambda/\Delta$
Неполная звезда с двумя реле	1	$I_{\text{рмин}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{кмин}}^{(3)}}{2 \cdot K_{\text{ТА}} \cdot K_{\text{Т}}}$	$I_{\text{рмин}}^{(2)} = \frac{0,5 \cdot I_{\text{кмин}}^{(3)}}{K_{\text{ТА}} \cdot K_{\text{Т}}}$
Неполная звезда с тремя реле	1	$I_{\text{рмин}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{кмин}}^{(3)}}{2 \cdot K_{\text{ТА}} \cdot K_{\text{Т}}}$	$I_{\text{рмин}}^{(2)} = \frac{I_{\text{кмин}}^{(3)}}{K_{\text{ТА}} \cdot K_{\text{Т}}}$
Треугольник с тремя реле	$\sqrt{3}$	$I_{\text{рмин}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{кмин}}^{(3)}}{K_{\text{ТА}} \cdot K_{\text{Т}}}$	$I_{\text{рмин}}^{(2)} = \frac{1,5 \cdot I_{\text{кмин}}^{(3)}}{K_{\text{ТА}} \cdot K_{\text{Т}}}$
Треугольник с двумя реле	$\sqrt{3}$	$I_{\text{рмин}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{кмин}}^{(3)}}{2 \cdot K_{\text{ТА}} \cdot K_{\text{Т}}}$	$I_{\text{рмин}}^{(2)} = \frac{1,5 \cdot I_{\text{кмин}}^{(3)}}{K_{\text{ТА}} \cdot K_{\text{Т}}}$

Примечания:

1.  $K_{\text{Т}}$  — коэффициент трансформации защищаемого трансформатора. Для двухобмоточного трансформатора  $K_{\text{Т}} = \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}}$ ; для трехобмоточного трансформатора  $K_{\text{Т}} = \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{СН}}}$  или  $K_{\text{Т}} = \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}}$  в зависимости от того, для каких из обмоток трансформатора определяется коэффициент трансформации.

2. При расчете тока  $I_{\text{рмин}}^{(2)}$  при КЗ в месте установки защиты коэффициент трансформации  $K_{\text{Т}} = 1$ ).

### 2.1.4 Расчет релейной защиты трансформаторов собственных нужд

Принципиальная схема подключения измерительных органов защиты трансформаторов собственных нужд (ТСН) приведена на рисунке А.3 (Приложение А), применяемые виды защиты перечислены в таблице 2.1.

МТЗ трансформаторов собственных нужд выполняется по двухфазной трехрелейной схеме, что обеспечивает большую чувствительность при однофазном КЗ на стороне 0,4 кВ. Расчет МТЗ выполняется по формулам (2.1), (2.3), (2.4) и (2.5). Коэффициент чувствительности МТЗ определяется по току двухфазного КЗ на шинах 0,4 кВ (точка к1, рисунок 2.1, б) в минимальном режиме.

Расчет тока срабатывания ТО выполняется по формуле (2.19). Коэффициент чувствительности определяется по току двухфазного КЗ в месте установки защиты (точка КЗ, рисунок 2.1, б) в минимальном режиме по методике, приведенной выше.

Для МТЗ  $K_{\text{ч}} \geq 1,5$ ; для ТО  $K_{\text{ч}} \geq 2$ .

## 2.2 Релейная защита вводов РУ-27,5 и РУ-6-35 кВ

Принципиальные схемы подключения измерительных органов РЗ приведены на рисунках А.4, А.5 и А.6 (Приложение А)

Ток срабатывания МТЗ ввода

$$I_{\text{СЗ}} = \frac{K_{\text{Н}} \cdot K_{\text{СЗ}} \cdot I_{\text{РМАКС}}}{K_{\text{В}}}, \quad (2.22)$$

где  $K_{\text{Н}} = 1,15-1,25$  – коэффициент надежности;

$K_{\text{СЗ}}$  – коэффициент самозапуска асинхронных двигателей  
(для МТЗ вводов может быть принят  $K_{\text{СЗ}} = 1$ );

$I_{\text{РМАКС}}$  – максимальный ток нагрузки ввода.

Для вводов 6-35 кВ рекомендуется принимать

$$I_{\text{РМАКС}} = (2 - 3) \cdot I_{\text{НТ}}, \quad (2.23)$$

где  $I_{\text{НТ}}$  – номинальный ток обмотки 6-35 кВ понижающего трансформатора.

На вводах 27,5 кВ ТП переменного тока токовые реле МТЗ включаются на сумму токов двух понизительных трансформаторов (рисунок А.6, Приложение А).

В этом случае для МТЗ ввода 27,5 кВ  $I_{\text{РМАКС}}$  принимается

$$I_{\text{РМАКС}} = (2 - 4) \cdot I_{\text{НТ}}, \quad (2.24)$$

где  $I_{\text{НТ}}$  – номинальный ток обмотки напряжением  $U_{\text{НТ}} = 27,5$  кВ понижающего трансформатора

$$I_{\text{НТ}} = \frac{S_{\text{НТ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НТ}}}. \quad (2.25)$$

Коэффициент чувствительности МТЗ ввода определяется при минимальном значении тока двухфазного КЗ на шинах, которые питаются по данному вводу по формуле



$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кмин}}^{(2)}}{I_{\text{сз}}} \geq 1,5. \quad (2.26)$$

При необходимости повышения коэффициента чувствительности МТЗ может быть дополнена блокировкой минимального напряжения.

Первичный ток срабатывания МТЗ с блокировкой минимального напряжения для ввода 27,5 кВ определяется по формуле (2.22) при  $I_{\text{рмакс}} = 2 \cdot I_{\text{нт}}$ .

Напряжение срабатывания реле блокировки находится по формуле

$$U_{\text{ср}} = \frac{U_{0\text{мин}}}{K_{\text{в}} \cdot K_{\text{н}} \cdot K_{\text{тв}}}, \quad (2.27)$$

где  $U_{0\text{мин}} = 0,9 \cdot U_{\text{н}}$  — минимальное рабочее напряжение;

$K_{\text{в}}$  — коэффициент возврата реле (для реле минимального напряжения типа РН-54  $K_{\text{в}} = 1,2$ );

$K_{\text{тв}}$  — коэффициент трансформации измерительного трансформатора напряжения;

$K_{\text{н}} = 1,15-1,25$  — коэффициент надежности.

Принципиальная схема МТЗ с блокировкой по напряжению приведена в [1] и [7].

### 2.3 Релейная защита линий электропередачи

При расчете РЗ ТП следует рассматривать защиту воздушных и кабельных линий электропередачи (ЛЭП) напряжением от 3,3 кВ до 220 кВ. Можно выделить следующие виды ЛЭП по их назначению:

- питающие линии (вводы) опорных ТП напряжением 110 (220) кВ;

- питающие ЛЭП транзитных и отпаечных ТП напряжением 110 (220) кВ;

- линии напряжением 6-35 кВ, отходящие от РУ соответствующих напряжений для питания нетяговых потребителей, в том числе фидеры продольной электрификации на ТП постоянного тока и фидеры ДПР-27,5 кВ на ТП переменного тока;

- фидеры контактной сети 3,3 кВ постоянного тока и фидеры контактной сети 27,5 кВ переменного тока.

Основные виды РЗ ЛЭП приведены в таблице 2.3.

Расчет защиты ЛЭП 110-220 кВ и принципиальные схемы защиты рассматриваются в [1], [7] и [10].

Расчет электронной защиты фидеров 27,5 кВ, принципиальные и функциональные схемы приведены в [2].

Таблица 2.3 – Виды защит ЛЭП

Место установки защиты	Виды повреждений	Виды применяемых защит
Вводы 110-220 кВ опорных ТП. Перемычка транзитных ТП	Многофазные КЗ	Трехфазная трехступенчатая или двухступенчатая дистанционная защита, дополненная двухфазной ТО без выдержки времени. То же с высокочастотной блокировкой
	Однофазные КЗ	Направленная токовая защита нулевой последовательности
Отпаечные ТП переменного тока	Подпитка места КЗ на ЛЭП через трансформаторы тяговой подстанции	Направленная МТЗ с выдержкой времени, присоединенная к трансформаторам тока со стороны 110(220) кВ понижающего трансформатора и к трансформаторам напряжения РУ-27,5 кВ
ЛЭП 6; 10; 35 кВ для питания нетяговых потребителей		
Защищаемая ЛЭП	Многофазные КЗ	МТЗ с независимой или зависимой выдержкой времени в двухфазном двухрелейном исполнении. ТО без выдержки времени в двухфазном двухрелейном исполнении
	Однофазное замыкание на землю	Токковая ненаправленная или направленная защита нулевой последовательности
Линии продольного электроснабжения 6-10 кВ; Линии ДПР 27,5 кВ, ВЛ автоблокировки контактной сети 27,5 кВ		
Защищаемая ЛЭП	Многофазные КЗ	Вариант 1 – МТЗ в двухфазном двухрелейном исполнении. Вариант 2 – ТО без выдержки времени в двухфазном двухрелейном исполнении (первая ступень) и МТЗ в двухфазном двухрелейном исполнении (вторая ступень). Вариант 3 – двухступенчатая МТЗ в двухфазном двухрелейном исполнении. Обе ступени с выдержкой времени
	Однофазное замыкание на землю (кроме линий ДПР)	Та же защита, что и для линий 6, 10, 35 кВ для питания нетяговых потребителей

### Окончание таблицы 2.3

Место установки защиты	Виды повреждений	Виды применяемых защит
Контактная сеть переменного тока 27,5 кВ	Многофазные КЗ	Электронная защита УЭЗФТ, УЭЗФМ. Микропроцессорные терминалы БМРЗ-27,5-ФКС, ЦЗА-27,5-ФКС
Контактная сеть постоянного тока 3,3 кВ	Однофазные КЗ	Микропроцессорные терминалы ЦЗАФ-3,3 кВ

#### 2.3.1 Расчет релейной защиты фидеров нетяговых потребителей

На фидерах нетяговых потребителей, отходящих от РУ 6–35 кВ ТП переменного и постоянного тока и фидерах ДПР, отходящих от РУ 27,5 кВ ТП переменного тока, устанавливаются МТЗ и ТО.

Ток срабатывания МТЗ выбирается из условия отстройки от максимальных токов нагрузки

$$I_{\text{сз}} = \frac{K_{\text{н}} \cdot K_{\text{сзп}}}{K_{\text{в}}} I_{\text{рмакс}}, \quad (2.28)$$

где  $I_{\text{рмакс}}$  — максимальный ток нагрузки фидера, А;  
 $K_{\text{н}} = 1,1 - 1,2$  — коэффициент надежности;  
 $K_{\text{сзп}}$  — коэффициент самозапуска, учитывающий увеличение тока при запуске асинхронных двигателей и принимаемый  $K_{\text{сзп}} = 2,5 - 3$ .

Ток срабатывания реле  $I_{\text{ср}}$  МТЗ определяется по формуле (2.4).

Коэффициент чувствительности МТЗ определяется по формуле (2.26) при минимальном значении тока двухфазного КЗ в конце защищаемого фидера.

Ток срабатывания ТО выбирается из условия отстройки от тока КЗ в конце защищаемого фидера

$$I_{\text{сз}} = K_{\text{н}} \cdot I_{\text{кмакс}}^{(3)}, \quad (2.29)$$

где  $K_{\text{н}}$  — коэффициент надежности (при выполнении защиты с помощью электромагнитных реле РТ-40  $K_{\text{н}} = 1,2 - 1,3$ , при выполнении защиты с помощью индуктивных реле РТ-80  $K_{\text{н}} = 1,5 - 1,6$ );  
 $I_{\text{кмакс}}^{(3)}$  — трехфазный ток КЗ в конце защищаемого фидера в максимальном режиме.

Коэффициент чувствительности ТО определяется по формуле

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КМИН}}^{(2)}}{I_{\text{сз}}} \geq 2, \quad (2.30)$$

где  $I_{\text{КМИН}}^{(2)}$  — двухфазный ток КЗ на шинах РУ в минимальном режиме.

Ток срабатывания реле  $I_{\text{ср}}$  ТО определяется по формуле (2.4).

Фидера нетяговых потребителей РУ 6-35 кВ ТП являются частью электрической сети, работающей с изолированной нейтралью. Для таких сетей необходима защита от однофазных замыканий на землю, действующая на сигнал или на отключение. Вопросы защиты от однофазных замыканий на землю подробно рассматриваются в литературе [1], [7] и [12].

## 2.4 Защита шин РУ тяговых подстанций

Основные виды защит шин различных РУ ТП приведены в таблице 2.4. При расчете защиты шин 110 (220) кВ может быть использована литература [1], [7] и [11], где приведены принципиальные схемы защиты.

Таблица 2.4 — Защита шин РУ тяговых подстанций

Место установки	Виды КЗ	Виды релейной защиты
Сборные шины 110 (220) кВ опорных ТП (отключение всех присоединений и секционного выключателя)	Все виды КЗ на шинах	Дифференциальная токовая защита в трехфазном трехрелейном исполнении с реле, содержащими насыщающиеся трансформаторы (РНТ)
Сборные шины 110 (220) кВ ТП (отключение секционного выключателя)	Многофазные КЗ	Двухступенчатая ТО в двухфазном двухрелейном исполнении
	Однофазные КЗ	Трехступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности

## Окончание таблицы 2.4

Место установки	Виды КЗ	Виды релейной защиты
Вводы 110 (220) кВ опорных ТП	Отказ выключателей	<p>Устройство резервирования отказов выключателей (УРОВ). Защита в сочетании с резервными защитами пониженных трансформаторов обеспечивает селективное отключение секций шин; согласовывается по току и времени срабатывания с защитами присоединений, питающихся от шин</p> $I_{C3} = K_n \cdot I_{C31},$ <p>где <math>K_n</math> – коэффициент надежности, <math>K_n = 1,05-1,1</math>;  <math>I_{C31}</math> – наибольший ток срабатывания защиты присоединений, питающихся от шин</p>
Сборные шины 6-35 кВ (защита установлена на секционном выключателе)	Многофазные КЗ	<p>ТО с выдержкой времени в двухфазном двухрелейном исполнении. Согласовывается по току и времени срабатывания с защитами присоединений, питающихся от шин</p> $I_{C3} = K_n \cdot I_{C31},$ <p>где <math>K_n</math> – коэффициент надежности, <math>K_n = 1,05-1,1</math>;  <math>I_{C31}</math> – наибольший ток срабатывания защиты присоединений, питающихся от шин</p>
Шины и все присоединения РУ-3,3 кВ ТП постоянного тока	КЗ на внутренний контур заземления ТП	Земляная защита.

## 2.5 Релейная защита преобразовательных агрегатов тяговых подстанций постоянного тока

Надежная работа преобразовательных агрегатов (ПА) при КЗ и перегрузках зависит от допустимой нагрузочной способности преобразовательных трансформаторов, выпрямителей и инверторов. Силовые диодные и тиристорные секции преобразователей выдерживают меньше перегрузки, чем трансформаторы. Их нагрузочная способность определяется допустимой температурой нагрева полупроводниковой структуры диодов и тириستоров, поэтому при выборе и расчете

уставок защит выпрямительных и выпрямительно-инверторных преобразователей от сверхтоков необходимо ориентироваться в первую очередь на перегрузочную способность диодов или тиристоров [1], [7] и [14].

Принципиальная схема подключения измерительных органов релейной защиты ПА приведена на рисунке А.7 (Приложение А).

Основные виды релейной защиты ПА, а также специальные виды защиты полупроводниковых выпрямительных и инверторных преобразователей приведены в таблице 2.5.

Кроме того, преобразовательный трансформатор оборудуется теми же защитами, что и силовые трансформаторы (газовая защита, защита от перегрузки (см. таблицу 2.1).

Ниже приведен расчет релейной защиты выпрямительных и выпрямительно-инверторных агрегатов, выполненных по 6-пульсовым (трехфазной мостовой и нулевой) и 12-пульсовой (последовательного типа) схемам выпрямления и инвертирования.

### 2.5.1 Расчет МТЗ преобразовательных агрегатов

Расчет МТЗ без выдержки времени на реле РНТ-565 преобразовательных агрегатов выполняется в следующей последовательности:

1. Определяется предварительное значение первичного тока срабатывания защиты, исходя из наибольшего допустимого тока термической стойкости полупроводниковых вентилей преобразователя:

— для 6-пульсовой нулевой схемы

$$I_{C3} = \frac{K_{\Pi} \cdot I_{dH}}{\sqrt{6} \cdot K_T}; \quad (2.31)$$

— трехфазной мостовой схемы

$$I_{C3} = \frac{0,817 \cdot K_{\Pi} \cdot I_{dH}}{K_T}; \quad (2.32)$$

— 12-пульсовой схемы последовательного типа

$$I_{C3} = \frac{1,577 \cdot K_{\Pi} \cdot I_{dH}}{K_T}, \quad (2.33)$$

где  $I_{dH}$  — номинальный ток преобразователя;

$K_T$  — коэффициент трансформации преобразовательного трансформатора;

$K_{\Pi}$  — коэффициент допустимой перегрузки преобразователя, принимаемый равным 1,5.

2. Определяется предварительное значение тока срабатывания реле  $I'_{\text{CP}}$  по формуле 2.4.

3. Находится предварительное число витков обмотки быстросна-  
сыщающегося трансформатора тока реле РНТ-565

$$W'_{\text{CP}} = \frac{F_{\text{CP}}}{I_{\text{CP}}}, \quad (2.34)$$

где  $F_{\text{CP}}$  — намагничивающая сила, при которой срабатывает реле РНТ-565, принимается равной  $100 \text{ A} \cdot \text{витк.}$

Расчетное значение  $W'_{\text{CP}}$  округляют до такого ближайшего большего числа витков  $W_{\text{CP}}$ , которое может быть выставлено на коммутаторе реле РНТ-565. При этом может быть использована только одна рабочая обмотка  $W_{\text{CP}} = W_{\text{P}}$  или две, соединенные последовательно (рабочая и одна из уравнивающих) обмотки, тогда  $W_{\text{CP}} = W_{\text{P}} + W_{\text{YP}}$ . У реле РНТ-565  $W_{\text{P}}$  изменяется в пределах от 8 до 35 витков, что позволяет изменять ток срабатывания реле от 12,5 до 2,87 А.

4. Определяется уточненное значение тока срабатывания реле по принятому значению

$$I_{\text{CP}} = \frac{F_{\text{CP}}}{W_{\text{CP}}} = \frac{100}{W_{\text{CP}}} \quad (2.35)$$

и первичного тока срабатывания защиты

$$I_{\text{CЗ}} = \frac{K_{\text{ТА}} \cdot I_{\text{CP}}}{K_{\text{CX}}}. \quad (2.36)$$

5. Чувствительность защиты проверяют по трехфазному КЗ на стороне вентильной обмотки при 6-пульсовой нулевой схеме и по двухфазному КЗ при 6-пульсовой мостовой и 12-пульсовой последовательного типа схемам выпрямления.

Тогда коэффициенты чувствительности вычисляются соответственно из следующих условий:

— для 6-пульсовой нулевой схемы

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КМИН}}^{(3)}}{I_{\text{CЗ}} \cdot K_{\text{T}}} \geq 1,5; \quad (2.37)$$

— 6-пульсовой мостовой схемы и 12-пульсовой последовательного типа

$$K_{\text{ч}} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{КМИН}}^{(3)}}{2 \cdot I_{\text{СЗ}} \cdot K_{\text{Т}}} \geq 1,5. \quad (2.38)$$

### 2.5.2 Расчет МТЗ с выдержкой времени и токовой отсечки

МТЗ на реле РТ-40 с выдержкой времени 0,3-0,5 с, применяемая на действующих тяговых подстанциях, выполняется в двухфазном двухрелейном исполнении и рассчитывается для различных типов полупроводниковых преобразователей по формулам (2.31, 2.32, 2.33, 2.37, 2.38 и 2.4).

ТО, применяемая на действующих тяговых подстанциях, также выполняется на реле РТ-40 в двухфазном двухрелейном исполнении и действует без выдержки времени. ТО не должна срабатывать от бросков тока намагничивания при включении преобразовательного трансформатора на холостой ход.

Первичный ток срабатывания защиты ТО в этом случае определяется из выражения

$$I_{\text{СЗ}} = (4-6) \cdot I_{\text{Н1}}, \quad (2.39)$$

где  $I_{\text{Н1}}$  — номинальный ток сетевой (первичной) обмотки преобразовательного трансформатора.

Ток срабатывания реле  $I_{\text{СР}}$  определяется по формуле (2.4).

Коэффициент чувствительности ТО проверяется из условия

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КМИН}}^{(2)}}{I_{\text{СЗ}}}, \quad (2.40)$$

где  $I_{\text{КМИН}}^{(2)}$  — минимальный ток двухфазного КЗ на выводах сетевой (первичной) обмотки преобразовательного трансформатора.



Таблица 2.5 – Защита преобразовательных агрегатов

Виды повреждений	Вид и исполнение защиты	Зона действия и способы согласования
Защиты трансформатора и преобразователей		
КЗ в обмотках преобразовательного трансформатора и его выводах; внешние КЗ (на шинах 3,3 кВ) и внутренние КЗ (сквозной пробой диодов или тириستоров фазы выпрямителя)	<p>Вариант 1 – МТЗ без выдержки времени в двухфазном двухрелейном исполнении с реле РНТ-565, содержащим насыщающиеся трансформаторы</p> <p>Вариант 2 – МТЗ с выдержкой времени и ТО без выдержки времени в двухфазном двухрелейном исполнении</p>	<p>Реле РНТ-565 устанавливают для отстройки от броска тока намагничивания при включении преобразовательного трансформатора</p> <p>Выполняются на реле РТ-40. Применяются на действующих тяговых подстанциях</p>
Защиты полупроводниковых выпрямителей		
Замыкание на землю (на внутренний контур заземления подстанции)	Защита от замыканий на землю без выдержки времени	Преобразователи внутренней установки защищает земляная защита РУ-3,3 кВ. Преобразователи наружной установки имеют индивидуальные реле земляной защиты [2] и [7]
Пробой полупроводниковых вентиляей	Защита от пробоя вентиляей	У выпрямителя В-ТПЕД защита воздействует на отключение при повреждении одного вентиля [15]
Нарушение охлаждения выпрямителя	Ветровое реле, реагирующее на скорость охлаждающего воздуха и действующее на отключение преобразовательного агрегата	Для преобразователей с принудительным воздушным охлаждением
Перегрузка выпрямителя	Устройство автоматического включения и отключения (АВОР) резерва	<p>Возможны два режима работы:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Работа одного агрегата с автоматическим включением резервного при увеличении нагрузки;</li> <li>2. Работа двух агрегатов с автоматическим отключением резервного при снижении нагрузки</li> </ol>

## Окончание таблицы 2.5

Виды повреждений	Вид и исполнение защиты	Зона действия и способы согласования
Внутреннее КЗ выпрямителя	Быстродействующий автоматический выключатель обратного действия	Для исключения подпитки внутреннего КЗ на выпрямителе (например, при сквозном пробое диодного плеча)

### 2.5.3 Расчет защит от перегрузки и тока срабатывания реле АВОР

Ток срабатывания реле защиты от перегрузки преобразовательного трансформатора и преобразователя определяется по формулам (2.31, 2.32, 2.33 и 2.4) при  $K_{\Pi} = 1,2-1,3$ . Защита воздействует с выдержкой времени 2-9 с на включение резервного агрегата.

При АВОР токи срабатывания реле рассчитываются по условию минимума суммарных приведенных затрат с учетом потерь электроэнергии в преобразовательных агрегатах, оптимального коэффициента мощности подстанции и теплового старения вентилях преобразователей.

Ток срабатывания реле, воздействующего на включение в работу резервного агрегата при увеличении нагрузки можно рассчитывать по формулам (2.31, 2.32, 2.33 и 2.4) при  $K_{\Pi} = 0,8$ , а реле, воздействующего на отключение резервного агрегата при уменьшении нагрузки — по этим же формулам при  $K_{\Pi} = 0,3$ .

Выдержка времени срабатывания АВОР на включение и отключение выпрямительных агрегатов устанавливается в пределах 2-6 мин.

## 2.6 Защита конденсаторных установок ТП переменного тока

Используя литературу [2] и [16], студент должен рассчитать защиту однофазных установок поперечной емкостной компенсации, включенной на отстающую фазу шин 27,5 кВ.

В соответствии с требованиями [5] применяются следующие защиты, действующие на отключение выключателя конденсаторных установок (КУ):

— максимальная токовая защита без выдержки времени ограниченной зоны действия, являющейся резервной защитой при мощных токах КЗ;

- продольная дифференциальная защита без выдержки времени, зона действия которой охватывает всю установку;
- защита конденсаторов от перегрузки, действующая с выдержкой времени;
- защита конденсаторов от максимального напряжения, действующая с выдержкой времени;
- защита от минимального напряжения для контроля целостности цепи разряда конденсаторов, действующая с выдержкой времени;
- дифференциальная небалансная защита по напряжению, действующая с выдержкой времени при повреждении конденсатора с целью ограничения объема повреждений.

2.6.1 Максимальная токовая защита выполнена на электромагнитном токовом реле, подключенном к трансформатору тока ТА1 (рисунок 2.6), и отстраивается от бросков тока в КУ при ее включении или за счет разряда КУ на КЗ в тяговой сети. Броски тока в КУ могут достигать  $(2,5-3,5) \cdot I_H$ , где  $I_H$  – номинальный ток КУ, но длительность их максимальных значений – 0,02-0,04 с [2] и [16]. Поэтому расчет максимального действующего значения броска тока  $I_{вэ}$ , на которое реагирует электромагнитное реле, производят по формуле

$$I_{вэ} = I_H \cdot \sqrt{1 + 0,7 \cdot \frac{X_C}{X_L}}. \quad (2.41)$$

Здесь  $I_H$  равен

$$I_H = \frac{U_H}{X_C - X_L}, \quad (2.42)$$

где  $U_H$  – напряжение шин,  $U_H = 27,5$  кВ;

$X_C, X_L$  – сопротивления конденсаторной батареи и реактора КУ.

Учитывая настройку КУ на резонансную частоту 150 Гц, можно принять

$$\frac{X_C}{X_L} = \left( \frac{150}{50} \right)^2 = 9. \quad (2.43)$$

Тогда сопротивление реактора КУ  $X_L$  определяется из выражения

$$X_L = \frac{1}{9} \cdot X_C. \quad (2.44)$$

Сопротивление  $X_C$  определяется по числу параллельно  $N$  и последовательно  $M$  соединенных конденсаторов в КУ (таблица 5)

$$X_C = \frac{X_{C1} \cdot M}{N}, \quad (2.45)$$

где  $X_{C1}$  – сопротивление одного конденсатора КУ.

Сопротивление  $X_{C1}$ , Ом определяется из выражения

$$X_{C1} = \frac{U_{C1}^2}{Q_{C1}}, \quad (2.46)$$

где  $U_{C1} = 1,13 \cdot U_{H1}$  – напряжение на одном конденсаторе КУ, В;

$U_{H1}$  – номинальное напряжение конденсатора КУ, В (таблица 5);

$Q_{C1}$  – номинальная реактивная мощность конденсатора КУ, Вар (таблица 5).

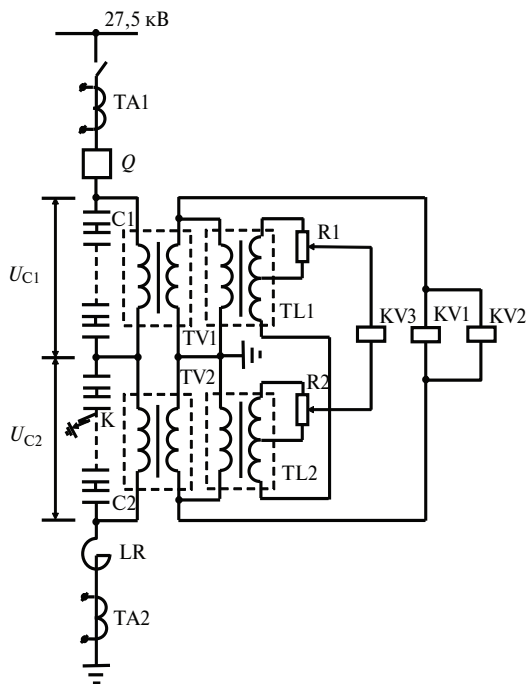


Рисунок 2.6 – Схема подключения измерительных органов защит установки поперечной емкостной компенсации

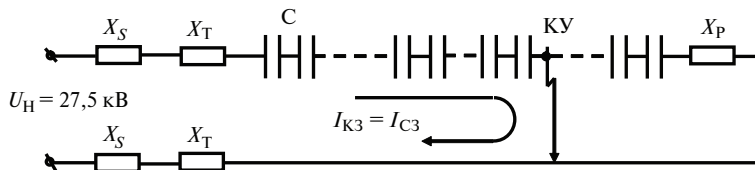


Рисунок 2.7 – Схема замещения установки поперечной емкостной компенсации

Учитывая время работы электромагнитных реле (0,03-0,1 с), полученный ток включения  $I_{B3}$  уменьшают еще в 1,3-1,5 раза.

Тогда ток срабатывания защиты  $I_{C3}$  равен

$$I_{C3} = \frac{K_3 \cdot I_{B3}}{(1,3-1,5)}, \quad (2.47)$$

где  $K_3$  – коэффициент запаса, равный 1,15-1,25.

Затем, приняв коэффициент трансформации трансформатора тока ТА1  $K_{TA1} = 300/5$ , следует рассчитать ток срабатывания реле по формуле (2.4) и выбрать его тип (Приложение В).

Далее целесообразно определить число последовательно соединенных конденсаторов  $M^*$ , которые охватываются зоной действия максимальной защиты. Для этого определяется сопротивление части КУ –  $X_C^*$ , при котором ток КЗ равен  $I_{C3}$ . Из схемы замещения (рисунок 2.7) запишем

$$[X_C^* - 2 \cdot (X_S + X_T)] \cdot I_{K3} = U_H, \quad (2.48)$$

где  $X_T$  и  $X_S$  – сопротивления фазы трансформатора и системы внешнего электроснабжения в ее минимальном режиме, приведенные к фазному напряжению шин 27,5 кВ.

Приравнявая  $I_{K3} = I_{C3}$ , из формулы (2.40) определяем  $X_C^*$ , а затем находим

$$M^* = \frac{X_C^* \cdot N}{X_{C1}}, \quad (2.49)$$

где  $N$  – число параллельно соединенных конденсаторов;

$X_{C1}$  – сопротивление конденсатора.

Таким образом, в результате расчета  $M^*$  становится ясно, что зона действия максимальной защиты не охватывает все конденсаторы и реактор. Поэтому в КУ максимальная защита считается резервной, а основной – продольная дифференциальная защита.

2.6.2 Продольная дифференциальная защита выполнена на электромагнитном токовом реле и реагирует на замыкания на землю всех конденсаторов и реактора. Трансформаторы тока ТА1 и ТА2 (см. рисунок 2.6) выбирают на один и тот же номинальный ток ( $K_{ТА1} = K_{ТА2} = 300/5$ ), поэтому выравнивание токов в плечах защиты не производится.

Ток срабатывания защиты  $I_{C3}$

$$I_{C3} = K_3 \cdot \Delta f_{\text{МАКС}} \cdot I_{BЭ}, \quad (2.50)$$

где  $\Delta f_{\text{МАКС}}$  – допустимая погрешность трансформаторов тока, равная 0,1;

$K_3$  – коэффициент запаса, равный 1,15-1,25.

Далее определяется ток срабатывания реле по формуле (2.4) и выбирается тип реле (Приложение В). Коэффициент чувствительности дифференциальной защиты конденсаторов должен быть более 2. При этом следует учесть, что минимальный ток КЗ будет при замыкании на землю вывода реактора, соединенного с конденсаторной батареей. В этом случае

$$I_{\text{КМИН}} = \frac{U_{\text{МИН}}}{X_C} = \frac{0,95 \cdot U_H}{X_C}. \quad (2.51)$$

Если коэффициент чувствительности меньше 2, то необходимо предложить технические мероприятия по ограничению тока включения  $I_{BЭ}$ .

2.6.3 Защита конденсаторов от перегрузки. Конденсаторы, используемые в КУ, допускают длительную работу при токе до  $1,3 \cdot I_H$ . С ростом тяговой нагрузки содержание высших гармоник тока в КУ растет, в результате может быть недопустимая перегрузка конденсаторов.

Ток срабатывания защиты  $I_{C3}$

$$I_{C3} = 1,3 \cdot I_H. \quad (2.52)$$

Далее определяется ток срабатывания реле  $I_{Cp}$

$$I_{\text{CP}} = \frac{I_{\text{CЗ}}}{K_{\text{ТА}} \cdot K_{\text{В}}}, \quad (2.53)$$

где  $K_{\text{В}}$  – коэффициент возврата реле,  $K_{\text{В}} = 0,8$ .

Выдержка времени защиты принимается 9 с. В проекте выбираются типы реле тока и времени (Приложение В).

2.6.4 Защита конденсаторов от максимального напряжения. Если на тяговой подстанции не используется устройство автоматического регулирования напряжения (АРПН), тогда реле максимального напряжения KV1, подключенное к трансформаторам напряжения TV1 и TV2 конденсаторной батареи, осуществляет защиту КУ от недопустимого повышения напряжения (рисунок 2.6).

Напряжение срабатывания защиты  $U_{\text{CЗ}}$

$$U_{\text{CЗ}} = \frac{9}{8} \cdot \frac{U_{\text{МАКС}}}{K_{\text{В}}}, \quad (2.54)$$

где  $U_{\text{МАКС}}$  – максимальное допустимое напряжение, принимаем  $U_{\text{МАКС}} = 29 \text{ кВ}$ ;

$9/8$  – коэффициент, учитывающий повышенное напряжение на конденсаторной батарее за счет включенного реактора;

$K_{\text{В}}$  – коэффициент возврата реле,  $K_{\text{В}} = 0,8$  для максимального реле.

В этой защите следует выбрать электромагнитное реле напряжения с повышенным коэффициентом возврата.

Напряжение срабатывания реле  $U_{\text{CP}}$

$$U_{\text{CP}} = \frac{U_{\text{CЗ}}}{K_{\text{TV}}}, \quad (2.55)$$

где  $K_{\text{TV}}$  – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения НОМ-35,  $K_{\text{TV}} = 35000/100$ .

Выдержка времени принимается 3-5 мин. Далее следует выбрать типы реле напряжения и времени (Приложению В).

2.6.5 Защита от минимального напряжения выполняется на реле минимального напряжения KV2, предназначена для контроля целостности трансформаторов напряжения TV1 и TV2 и цепей их подключения к конденсаторной батарее КУ. Это необходимо по условиям электробезопасности, так как после отключения КУ конденсаторы разряжаются через TV1 и TV2. Эта же защита частично резервирует защиты от КЗ.

Напряжение срабатывания защиты отстраивают от минимально возможного рабочего напряжения  $U_{\text{мин}}$  на шинах 27,5 кВ

$$U_{\text{сз}} = \frac{U_{\text{мин}}}{K_{\text{в}}}. \quad (2.56)$$

С запасом можно принять  $U_{\text{мин}} = 22$  кВ. Далее следует определить напряжение срабатывания реле и выбрать тип реле. Следует учесть, что для реле минимального напряжения  $K_{\text{в}} = 1,2$ . Для отстройки от переходных процессов выдержка времени защиты принимается равной 0,5 с.

2.6.6 Дифференциальная (небалансная) защита по напряжению (рисунок 2.6) реагирует на пробой или перекрытие корпусной изоляции, а также изоляции между обкладками конденсаторов. Для реализации защиты все конденсаторы разделены на две равные группы: С1 и С2. При повреждениях конденсаторов напряжения между группами С1 и С2 ( $U_{\text{С1}}$  и  $U_{\text{С2}}$ ) перераспределяется и на реле после согласующих трансформаторов специального изготовления TL1 и TL2 подается напряжение небаланса. Напряжение срабатывания реле KV3

$$U_{\text{ср}} = K_3 \cdot \Delta U_{\text{нб(0)}}, \quad (2.57)$$

где  $\Delta U_{\text{нб(0)}}$  — напряжение небаланса на реле KV3, обусловленное неидентичностью емкостей конденсаторов; из опыта эксплуатации принимают  $\Delta U_{\text{нб(0)}} = 0,5-1,0$  В;  
 $K_3$  — коэффициент запаса, равный 1,15-1,25.

Защита должна надежно сработать при пробое одного ряда конденсаторов. В этом случае напряжение небаланса на реле KV3 (рисунок 2.6)

$$U_{\text{нб}} = (U_{\text{сз}} - U_{\text{С1}}) \cdot \frac{K_{\text{сн}}}{K_{\text{TV}} \cdot K_{\text{СТ}}} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{н}}}{M \cdot [1 - (X_L / X_C)^2] - 1} \cdot \frac{K_{\text{сн}}}{K_{\text{TV}} \cdot K_{\text{СТ}}}, \quad (2.58)$$



где  $K_{CT}$  — коэффициент трансформации согласующих (повышающих) трансформаторов TL1 и TL2,  $K_{CT} = 0,28$ ;

$K_{TV}$  — коэффициент трансформации трансформаторов напряжения TV1 и TV2,  $K_{TV} = 35000/100$ ;

$K_{CH}$  — коэффициент, характеризующий снижение напряжения на выходе повышающих трансформаторов при отключении реле KV3, принимается  $K_{CH} = 0,6$ .

Коэффициент чувствительности защиты должен удовлетворять условию

$$K_q = \frac{U_{НБ}}{U_{CP}} \geq 1,5. \quad (2.59)$$

В качестве реле KV3 можно использовать реле РТЗ-50 с напряжением срабатывания 0,8-7,9 В. Для отстройки от переходных процессов выдержку времени принимают равной 0,5 с.

Для надежного отключения емкостного тока КУ в качестве коммутационного аппарата следует применить вакуумный выключатель ВВС-27,5 кВ [16]. Все рассмотренные защиты должны воздействовать на электромагнит отключения вакуумного выключателя.

## 2.7 Расчет времени срабатывания защиты

Время срабатывания МТЗ фидера  $t_{\Phi}$  выбирается из условия селективности работы защиты фидера и защиты потребителей на приемном конце линии

$$t_{\Phi} = t_{\Pi} + \Delta t, \quad (2.60)$$

где  $t_{\Pi}$  — выдержка времени срабатывания защиты потребителей;

$\Delta t$  — ступень выдержки времени, для МТЗ с независимой выдержкой времени  $\Delta t = 0,35-0,6$  с, а для МТЗ с зависимой или ограниченно-зависимой характеристикой — 0,6-1,0 с.

Время срабатывания МТЗ трансформаторов и вводов выбирается из условия селективности защит. Рекомендуется согласование времени действия отдельных защит [1], [7] и [12] проводить по данным, приведенным в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Выбор времени срабатывания МТЗ  
распределительных устройств

Место установки защиты	Время срабатывания
МТЗ вводов Выключатель ввода 35 (10) кВ Секционный выключатель	$t_{\text{ВВ}} = t_1 + 2 \cdot \Delta t$ $t_{\text{СВ}} = t_1 + \Delta t$
Выключатель ввода 27,5 кВ	$t_{\text{ВВ}} = t_1 + \Delta t$
МТЗ на стороне ВН понизительных трансформаторов (из двух значений времени срабатывания принимается большее)	$t_{110(220)} = t_{27,5(10)} + \Delta t$ $t_{110(220)} = t_{35(27,5)} + \Delta t$
Защита от перегрузки	$t = 9 \text{ с}$
МТЗ ТСН	$t = 0,5 \text{ с}$

Примечание:  $t_1$  — наибольшая выдержка времени защит присоединений, питающихся от шин РУ.

## 2.8 Применение электронной элементной базы в устройствах релейной защиты

В настоящее время в устройствах РЗ широко применяются полупроводниковые приборы — диоды, транзисторы, операционные усилители, интегральные микросхемы и т. д. Их использование в устройствах РЗ позволяет повысить быстродействие, уменьшить массу и габаритные размеры, значительно сократить потребление мощности. Кроме того, в связи с отсутствием движущихся частей и контактов полупроводниковые устройства имеют более высокую надежность по сравнению с электромеханическими системами. Функциональные возможности применения микропроцессоров позволяют выполнить измерительные органы и защиту любой сложности, а также обеспечить применение автоматического тестового контроля. Это дает возможность предупредить отказы РЗ. Таким образом, компенсируются основные недостатки полупроводниковой элементной базы — зависимость ее параметров от температуры, низкая помехоустойчивость и наличие частых самоустраняющихся сбоев.

Применение полупроводниковой элементной базы предполагает использование специальных выходных органов РЗ, которые обеспечивают достаточный импульс тока в катушке отключения выключателя. Основным элементом такого выходного органа является тиристор,

который чувствителен к воздействию помех. Для исключения ложной работы тиристора от помех создано несколько вариантов выходных органов с различной степенью сложности и надежности. Наиболее широкое применение нашли тиристорные выходные органы с трансформаторной связью, с использованием геркона или оптронной пары [1], [2] и [13].

При выполнении курсового проекта необходимо разработать схему электронной РЗ или отдельных ее элементов того присоединения, для которого ведется расчет защиты.

В таблице 2.7 приведены типы электронных и микропроцессорных защит, подлежащих разработке для различных присоединений.

В качестве электронных реле, заменяющих электромагнитные, рассмотрим современные реле отечественного производства серий РСТ и РСН.

Реле максимального тока РСТ-40М и РСТ-40М1 (на DIN-рейку), применяются в схемах РЗ в качестве органа, реагирующего на повышение тока в контролируемой цепи.

Основные достоинства реле:

- не требуется оперативное питание — реле питается от входного тока, вследствие чего обладает высокой помехоустойчивостью и может применяться вместо реле РТ-40, РТ-140, РСТ-11, -12, -13, -14, -11М;

- реле РСТ-40М выполнено в том же корпусе, что и РТ-40, габариты и схема подключения также полностью соответствуют;

- реле РСТ-40М выполнено на микроэлектронной элементной базе, поэтому в отличие от электромеханических реле обладает высокой виброустойчивостью и ударопрочностью, у него принципиально отсутствует вибрация контактов (как у реле переменного тока);

- коммутационная способность контактов реле позволяет действовать непосредственно на отключающую катушку выключателей;

- подготовка реле к работе требует всего одной операции по настройке тока срабатывания.

- коэффициент возврата  $K_B$  не менее 0,9.

Реле выпускаются десяти исполнений с различными диапазонами уставок. Технические данные реле РСТ-40М приведены в таблице Г.1.

Элементы реле РСТ-40М1 смонтированы в корпусе на DIN-рейку.

Реле максимального тока РСТ-40, РСТ-40В, РСТ-41В, РСТ-42, РСТ-42В.

Реле применяются в цепях переменного тока РЗ в качестве органа, реагирующего на повышение тока в контролируемой цепи и срабатывающего с выдержкой времени, и предназначены для использования в различных комплектных устройствах, от которых требуется повышенная устойчивость к механическим воздействиям.

Основные достоинства реле:

- не требуется оперативное питание — реле питается от входного тока, вследствие чего обладает высокой помехоустойчивостью и может применяться вместо реле РТ-40, РТ-140, РСТ-11, -12, -13, -14, -11М, и других, и используемых совместно с ними реле времени, при этом мощность, потребляемая на минимальной уставке диапазона, не более 2 ВА;

- РСТ-40В выполнено на микроэлектронной элементной базе, поэтому в отличие от электромеханических реле обладает высокой виброустойчивостью и ударопрочностью, у него принципиально отсутствует вибрация контактов (как у реле переменного тока), и оно не является источником помех в цепях оперативного питания (как реле времени с часовым механизмом);

- коммутационная способность контактов реле позволяет действовать непосредственно на отключающую катушку выключателей;

- коэффициент возврата  $K_{\text{в}}$  не менее 0,9;

- в одном реле с индексом «В» два функциональных элемента — измерительный орган тока и орган выдержки времени, что позволяет выполнить на основе реле полноценную МТЗ.

Виды исполнения реле показаны в таблице Г.2, технические данные по току срабатывания — в таблице Г.3, по времени срабатывания — в таблице Г.4.

Реле максимального тока РСТ-40ВО, РСТ-40ВУ, РСТ-40ВД, РСТ-40ВДУ, РСТ-42ВО, РСТ-42ВУ, РСТ-42ВД, РСТ-42ВДУ.

Реле применяются в цепях переменного тока РЗ в качестве органа, реагирующего на повышение тока в контролируемой цепи и срабатывающего с выдержкой времени с действием на дешунтирование токовой обмотки отключения силового выключателя, и предназначены для использования в различных комплектных устройствах, от которых требуется повышенная устойчивость к механическим воздействиям.

**Таблица 2.7 – Задание на разработку схем электронных  
релейных защит**

Название присоединения, для которого производится расчет релейной защиты	Элементы схем электронных и микропроцессорных релейных защит, подлежащих разработке
Понизительные трансформаторы	Дифференциальное реле РСТ-15 Комплектные реле ТОР 100-МТЗ 81, ТОР 100-ДЗТ 51, ТОР 100-ДЗТ 71, ТОР 100-ЗМН 41 Микропроцессорные терминалы БМРЗ-ТД, БМРЗ-ТР Микропроцессорные терминалы Сириус-Т, Сириус-ТЗ
Трансформаторы собственных нужд	Электронные реле тока РСТ-40, РСТ-41, РСТ-42 Микропроцессорные терминалы БМРЗ-ВВ-0,4, БМРЗ-АВ-0,4 Микропроцессорные терминалы Сириус-Л, Сириус-2Л Микропроцессорные терминалы ТЕМП 2501-1х
Ввода, шины РУ 6-35 кВ	Электронные реле тока РСТ-40, РСТ-41, РСТ-42 Электронные реле напряжения РСН-14, РСН-15, РСН-16, РСН-17 Комплектные реле ТОР 100-МТЗ 11, ТОР 100-МТЗ 31 Микропроцессорные терминалы БМРЗ-ВВ, БМРЗ-СВ Микропроцессорные терминалы Сириус-В, Сириус-2В, Сириус-С, Сириус-2С, Орион -ДЗ Микропроцессорные терминалы ТЕМП 2501-1х
Фидеры нетяговых потребителей 6-35 кВ	Электронные реле тока РСТ-40, РСТ-41, РСТ-42, РСТ-51 Электронные реле напряжения РСН-14, РСН-15, РСН-16, РСН-17 Комплектные реле ТОР 100-МТЗ 11, ТОР 100-МТЗ 31, ТОР 100-НТЗ 21, ТОР 100-НТЗ 61 Микропроцессорные терминалы БМРЗ-ВЛ, БМРЗ-КЛ Микропроцессорные защиты серий Сириус-Л, Сириус-2Л, Сириус-ДЗ-35, Орион -М, Орион -ДЗ Микропроцессорные терминалы ТЕМП 2501-3х
Фидеры контактной сети переменного тока	Электронная защита УЭЗФТ, УЭЗФМ Микропроцессорные терминалы БМРЗ-27,5-ФКС, ЦЗА-27,5-ФКС
Фидеры контактной сети постоянного тока	Микропроцессорные терминалы ЦЗАФ-3,3 кВ

## Окончание таблицы 2.7

Название присоединения, для которого производится расчет релейной защиты	Элементы схем электронных и микропроцессорных релейных защит, подлежащих разработке
Питающие ВЛ 110-220 кВ	Электронные реле сопротивления КРС-1, КРС-2 Электронные реле направления мощности РМ-11, РМ-12 Микропроцессорные терминалы БМРЗ-ВЛ, БМРЗ-КЛ

Виды исполнения реле показаны в таблице Г.5, технические данные по току срабатывания — в таблице Г.6, по времени срабатывания — в таблице Г.7.

Реле тока с повышенной чувствительностью РСТ-51.

Реле предназначено для использования совместно с трансформаторами тока нулевой последовательности в качестве органа, реагирующего на ток нулевой последовательности в схемах защит при замыканиях на землю генераторов, двигателей и линий с малыми токами замыкания на землю.

Оперативное питание реле осуществляется от сети постоянного или переменного напряжения.

Основные технические параметры реле РСТ-51 представлены в таблице Г.8.

Реле напряжения типа РСН-14, РСН-15, РСН-16 и РСН-17 — минимальные и максимальные реле переменного напряжения, предназначенные для замены реле серий РН-53 и РН-54.

Реле напряжения типа РСН предназначены для использования в качестве измерительных органов защит напряжения любых присоединений всех электроустановок.

Они могут применяться в тех случаях, когда не требуются специальные меры по отстройке защиты от высших гармоник в первичном напряжении защищаемого оборудования.

Схема реле выполнена на времяимпульсном принципе, обеспечивающем хорошую помехоустойчивость реле.

Технические данные реле РСН показаны в таблице Г.9.

## 3 РАСЧЕТ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

---

### 3.1 Проверка трансформаторов тока по допускаемой погрешности

В соответствие с ПУЭ [5] все трансформаторы тока, предназначенные для питания токовых цепей РЗ, должны удовлетворять следующим требованиям:

- обеспечивать точную работу измерительных органов защит, для этого полная или токовая погрешность трансформаторов тока не должна превышать 10 %;
- обеспечивать надежную работу реле при близких КЗ, когда токовая погрешность  $f_{\text{РАСЧ}}$  может быть больше 10 %, но не должна превышать допускаемую погрешность.

В курсовом проекте рекомендуется использовать способ расчетной проверки трансформаторов тока на 10 % погрешность по кривым предельной кратности.

Специальные кривые предельной кратности представляют собой зависимость допустимого значения предельной кратности  $K_{10}$  от сопротивления нагрузки  $Z_{\text{РАСЧ}}$  на трансформатор тока.

Значение предельной кратности  $K_{10}$  вычисляются по выражению

$$K_{10} = \frac{I_{\text{РАСЧ}}}{I_{\text{Н}}}, \quad (3.1)$$

где  $I_{\text{Н}}$  — первичный номинальный ток трансформатора тока;  
 $I_{\text{РАСЧ}}$  — первичный расчетный ток, при котором должна обеспечиваться работа трансформаторов тока с погрешностью не более 10 %. Значение расчетного тока вычисляется по рекомендациям, приведенным в таблице 3.1.

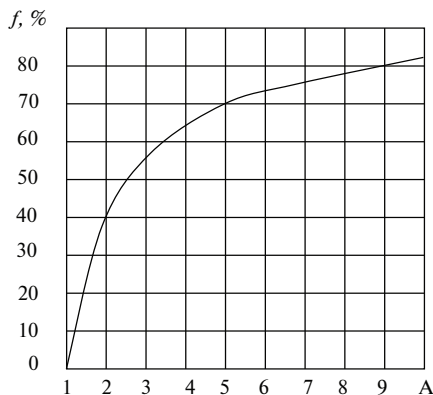


Рисунок 3.1 – Зависимость  $f(A)$   
для расчета максимальной погрешности ТА

Таблица 3.1 – Выбор расчетного тока  $I_{\text{РАСЧ}}$

Виды защит	$I_{\text{РАСЧ}}$
МТЗ с независимой характеристикой и ТО	$I_{\text{РАСЧ}} = 1,1 \cdot I_{\text{СЗ}}$
МТЗ с зависимой характеристикой (расчетный ток выбирается по току независимой части характеристики $I_{\text{НЕЗ}}$ )	$I_{\text{РАСЧ}} = 1,1 \cdot I_{\text{НЕЗ}}$
Продольная дифференциальная защита линий или трансформаторов (расчетный ток принимается равным наибольшему значению тока внешнего КЗ $I_{\text{К МАКС1}}$ )	$I_{\text{РАСЧ}} = I_{\text{К МАКС1}}$
Дифференциальная направленная защита линий с односторонним питанием (расчетный ток принимается равным наибольшему значению тока КЗ в конце первой зоны защиты $I_{\text{К МАКС2}}$ )	$I_{\text{РАСЧ}} = I_{\text{К МАКС2}} \quad (3.2)$
Токовая направленная защита линий с односторонним питанием (расчетный ток принимается равным максимальному току КЗ в конце линии $I_{\text{К МАКС3}}$ )	$I_{\text{РАСЧ}} = I_{\text{К МАКС3}} \quad (3.3)$
Дистанционная или токовая направленная защиты линий с двусторонним питанием (дополнительно определяется ток КЗ $I_{\text{К МАКС4}}$ на шинах подстанции, где установлена защита)	$I_{\text{РАСЧ}} = I_{\text{К МАКС4}}$ или по условиям (3.2) и (3.3), выбирается наибольшее значение $I_{\text{РАСЧ}}$

Для проверки трансформатора тока подбирается кривая предельной кратности, соответствующая типу трансформатора тока, классу обмотки и коэффициенту трансформации  $K_{\text{ТА}}$ . Кривые предельной кратности трансформаторов тока приведены в Приложении Д [12].



Для значения  $K_{10}$ , рассчитанного по формуле (3.1) по кривой предельной кратности определяется допустимое значение сопротивления вторичной нагрузки  $Z_{\text{н доп}}$  (Приложение Д) [12].

Значение расчетной нагрузки  $Z_{\text{расч}}$  трансформатора тока должно удовлетворять условию

$$Z_{\text{расч}} \leq Z_{\text{н доп}}. \quad (3.4)$$

Расчетная нагрузка  $Z_{\text{расч}}$  зависит от сопротивления реле и соединительных проводов, от схемы соединения трансформаторов тока и вида КЗ [1], [7] и [12].

Расчетные формулы для определения  $Z_{\text{расч}}$  на фазу трансформаторов тока приведены в таблице 3.2.

Сопротивление соединительных проводов определяется по формуле

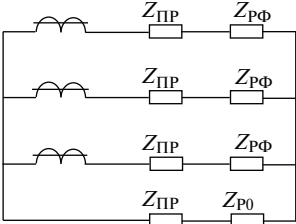
$$Z_{\text{пр}} = r_{\text{пр}} = \frac{l}{\gamma \cdot q}, \quad (3.5)$$

где  $l$  – длина соединительных проводов от трансформатора тока до реле, м;

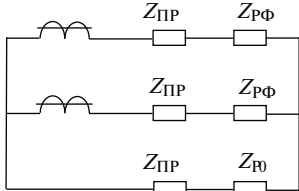
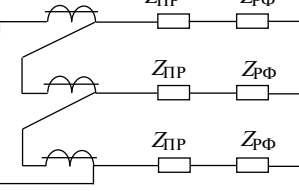
$q$  – сечение соединительного провода (жилы, кабеля), мм<sup>2</sup>;

$\gamma$  – удельная проводимость, для меди  $\gamma = 57$  м/Ом·мм<sup>2</sup>, для алюминия  $\gamma = 34$  м/Ом·мм<sup>2</sup>.

Таблица 3.2 – Расчетные формулы для определения вторичной нагрузки трансформаторов тока

Схема соединения трансформаторов тока и вторичной нагрузки	Вид КЗ	Вторичная расчетная нагрузка трансформаторов тока на фазу
<p>Полная звезда с тремя или четырьмя реле</p> 	Трехфазное и двухфазное	$Z_{\text{н расч}} = Z_{\text{пр}} + Z_{\text{пер}} + Z_{\text{рф}}$
	Однофазное	$Z_{\text{н расч}} = 2Z_{\text{пр}} + Z_{\text{пер}} + Z_{\text{рф}} + Z_{\text{р0}}$

# Окончание таблицы 3.2

Схема соединения трансформаторов тока и вторичной нагрузки	Вид КЗ	Вторичная расчетная нагрузка трансформаторов тока на фазу
<p>Неполная звезда с двумя или тремя реле</p> 	Трехфазное	$Z_{Н\text{ РАСЧ}} = \sqrt{3}Z_{\text{ПР}} + Z_{\text{ПЕР}} + Z_{\text{РФ}} + Z_{\text{Р0}}$
	Двухфазное между фазами АВ или ВС	$Z_{Н\text{ РАСЧ}} = 2Z_{\text{ПР}} + Z_{\text{ПЕР}} + Z_{\text{РФ}} + Z_{\text{Р0}}$
	Двухфазное за трансформатором	$Z_{Н\text{ РАСЧ}} = \sqrt{3}Z_{\text{ПР}} + Z_{\text{ПЕР}} + Z_{\text{РФ}} + 2Z_{\text{Р0}}$
<p>Треугольник с тремя реле</p> 	Трехфазное и двухфазное	$Z_{Н\text{ РАСЧ}} = 3Z_{\text{ПР}} + Z_{\text{ПЕР}} + 3Z_{\text{РФ}}$
	Однофазное	$Z_{Н\text{ РАСЧ}} = 2Z_{\text{ПР}} + Z_{\text{ПЕР}} + 2Z_{\text{РФ}}$

Обозначения в таблице 3.2:

$Z_{\text{РФ}}$  – суммарное сопротивление обмоток всех реле, включенных в фазу;

$Z_{\text{Р0}}$  – сопротивление реле, включенного в обратный провод;

$Z_{\text{ПР}}$  – сопротивление проводов;

$Z_{\text{ПЕР}}$  – переходное сопротивление контактов,  $Z_{\text{ПЕР}} = 0,1 \text{ Ом}$ .

Длина проводов  $l$  в метрах для различных присоединений приближенно может быть принята в следующих пределах [7]

Линии 10(6) кВ	4-6
РУ-10(6) кВ	40-60
ОРУ-35 кВ и 27,5 кВ	60-75
ОРУ-110 кВ	75-100
ОРУ-220 кВ	100-150

Наименьшее сечение проводов  $q$  в токовых цепях может быть принято для медных проводов  $q = 2,5 \text{ мм}^2$ , для алюминиевых  $q = 4 \text{ мм}^2$ .

При КЗ в начале защищаемой зоны значения тока могут в несколько раз превышать значение расчетного тока, при котором производилась проверка трансформаторов тока на 10 % погрешность, при этом вероятно увеличение погрешности свыше 10 %. Необходимо определить максимально возможную погрешность  $f_{\text{РАСЧ}}$ , расчет которой производится в следующем порядке:

1. Определяется коэффициент  $K_{\text{МАКС}}$

$$K_{\text{МАКС}} = \frac{I_{\text{КМАКС}}}{I_{\text{Н}}}, \quad (3.6)$$

где  $I_{\text{КМАКС}}$  — максимальное значение трехфазного тока КЗ в месте установки защиты.

2. Определяется обобщенный коэффициент  $A$

$$A = \frac{K_{\text{МАКС}}}{K_{10 \text{ ДОП}}}, \quad (3.7)$$

где  $K_{10 \text{ ДОП}}$  — допускаемая предельная кратность тока КЗ. Значение  $K_{10 \text{ ДОП}}$  определяется по кривым предельной кратности для значения  $Z_{\text{РАСЧ}}$ , полученного ранее.

По значению  $A$  определяется расчетная погрешность  $f_{\text{РАСЧ}}$  по кривой, приведенной на рисунке 3.1. Должно быть выполнено условие

$$f_{\text{РАСЧ}} \leq f_{\text{ДОП}}. \quad (3.8)$$

Значения допускаемых погрешностей  $f_{\text{ДОП}}$  приведены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 — Значения допускаемых погрешностей

Тип защиты и реле	$f_{\text{ДОП}}, \%$
МТЗ с независимой выдержкой времени и токовая отсечка с реле РТ-40	50
МТЗ с ограниченно завышенной выдержкой времени с реле РТ-80, РТ-90	50
Направленные МТЗ с реле РБМ	30-50
Направленные МТЗ нулевой последовательности с реле РБМ	20-40
Дистанционные защиты с электромеханическими реле	50

Тип защиты и реле	$f_{\text{доп}}, \%$
Продольные дифференциальные защиты ЛЭП и трансформаторов с реле РНТ и ДЗТ	Не регламентируется

### 3.2 Расчет трансформаторов напряжения по допускаемым погрешностям

Трансформаторы напряжения каждого РУ ТП должны быть проверены по условию соответствия классу точности по мощности нагрузки, создаваемой цепями измерений и РЗ.

Вторичные обмотки трансформаторов напряжения служат для питания следующих приборов: счетчиков учета энергии вводов и фидеров, реле напряжения, вольтметров, а также электромеханических реле мощности и сопротивления, комплектов электронных защит.

В зависимости от погрешности различают следующие классы точности трансформаторов напряжения: 0,2; 0,5; 1; 3. Все трансформаторы напряжения ТП должны соответствовать классу точности 0,5, соответствующему точности счетчиков, требуемой [5] и [7].

Проверка трансформаторов напряжения TV по классу точности производится по условию

$$S_{\text{расч}} \leq S_{\text{н}}, \quad (3.9)$$

где  $S_{\text{расч}}$  — мощность нагрузок, присоединенных к TV, ВА;  
 $S_{\text{н}}$  — номинальная мощность TV в классе точности 0,5 ВА.

Для определения  $S_{\text{расч}}$  необходимо составить схему присоединения нагрузок трансформатора напряжения заданного РУ. Такие схемы, составленные на основе типовых схем, представлены на рисунках 3.2 и 3.3.

По выбранной схеме следует составить таблицу нагрузок (таблица 3.6). Здесь представлены некоторые данные приборов, присоединяемых к трансформаторам напряжения TV. При составлении таблицы 3.6 следует использовать данные приборов, приведенные в таблице 3.4, сведения об установке счетчиков, приведенные в таблице 3.5, и расчетные схемы на рисунках 3.2 и 3.3.

Таблица 3.4 – Параметры приборов в цепях трансформаторов напряжения

Тип приборов	Мощность одной обмотки, Вт	Число обмоток	cosφ	sinφ	$P_1$ , Вт	$Q_1$ , Вар
Вольтметр Э-335	2,0	1	1	-	-	-
Ваттметр Д-335	1,5	2	1	-	-	-
Счетчик активной энергии И-680	2,0	2	0,38	0,925	4,0	9,7
Счетчик реактивной энергии И-676	3,0	2	0,38	0,925	6,0	14,5
Реле напряжения типа РН	5,0	1	1	-	-	-
Реле направления мощности типа РБМ	40	1	1	-	-	-
Электронное реле защиты фидера контактной сети ТП переменного тока	1 комплект защиты УЭЗФТ 16 Вт	-	1	-	16	-

Примечание:  $P_1$ ,  $Q_1$  – активная и реактивная мощность одного прибора.

Таблица 3.5 – Учет электроэнергии в РУ ТП

Тип РУ	Место установки счетчиков
РУ-10 кВ ТП постоянного тока	Вводы, районные фидеры и фидеры продольной электрификации
РУ-10 кВ ТП переменного тока, РУ-35 кВ ТП постоянного и переменного тока	Районные фидеры
РУ-27,5 кВ	Вводы и фидеры ДПП

Таблица 3.6 – Расчет нагрузки трансформаторов напряжения

Тип приборов	Число приборов	Суммарная мощность приборов	
		$P$ , Вт	$Q$ , Вар
Счетчики И-680, И-676	Рассчитать по таблице 3.5		
Вольтметры	1		
Реле напряжения	Принять по схемам (рисунки 3.2 и 3.3)		
Реле направления мощности	По расчету направленной МТЗ		
Реле сопротивления	По расчету дистанционной защиты		
Всего:		$\Sigma P$	$\Sigma Q$

Расчетная мощность  $S_{\text{расч}}$  определяется по упрощенному методу [7] по суммарной активной мощности  $\sum P$  и суммарной реактивной мощности  $\sum Q$

$$S_{\text{расч}} = \sqrt{(\sum P)^2 + (\sum Q)^2}. \quad (3.10)$$

Для трехфазных трансформаторов напряжения (РУ-35, РУ-110, РУ-220) принимается мощность всех трех фаз, т. е.  $S_{\text{н}} = 3 \cdot S_{\text{н1}}$ , где  $S_{\text{н1}}$  — мощность одного однофазного ТВ; для ТВ РУ-27,5  $S_{\text{н}} = 2 \cdot S_{\text{н1}}$  [7].

При определении нагрузки ТВ сопротивлением проводов пренебрегают, что не вносит значительной погрешности в расчет. Однако следует учитывать, что величина потери напряжения в проводах, соединяющих ТВ и приборы, не должна, согласно ПУЭ [5], превышать 0,5 % от  $U_{2\text{н}}$ .

Следует определить сечение соединительных проводов  $q_{\text{мин}}$  в цепях ТВ из условия, что потери напряжения не превышает 0,5% от  $U_{2\text{н}}$  по формуле, мм<sup>2</sup>

$$q_{\text{мин}} = \frac{S_{\text{расч}} \cdot l}{0,5 \cdot U_{2\text{н}} \cdot \gamma}, \quad (3.11)$$

где  $l$ , — длина проводов, которая может быть принята по данным раздела 3.1, м;

$U_{2\text{н}}$  — вторичное номинальное напряжение ТВ,  $U_{2\text{н}} = 100$  В;

$\gamma$  — проводимость материала провода (раздел 3.1).

По условию механической прочности сечение медных проводов должно быть не менее 1,5 мм<sup>2</sup>, алюминиевых — не менее 2,5 мм<sup>2</sup>.

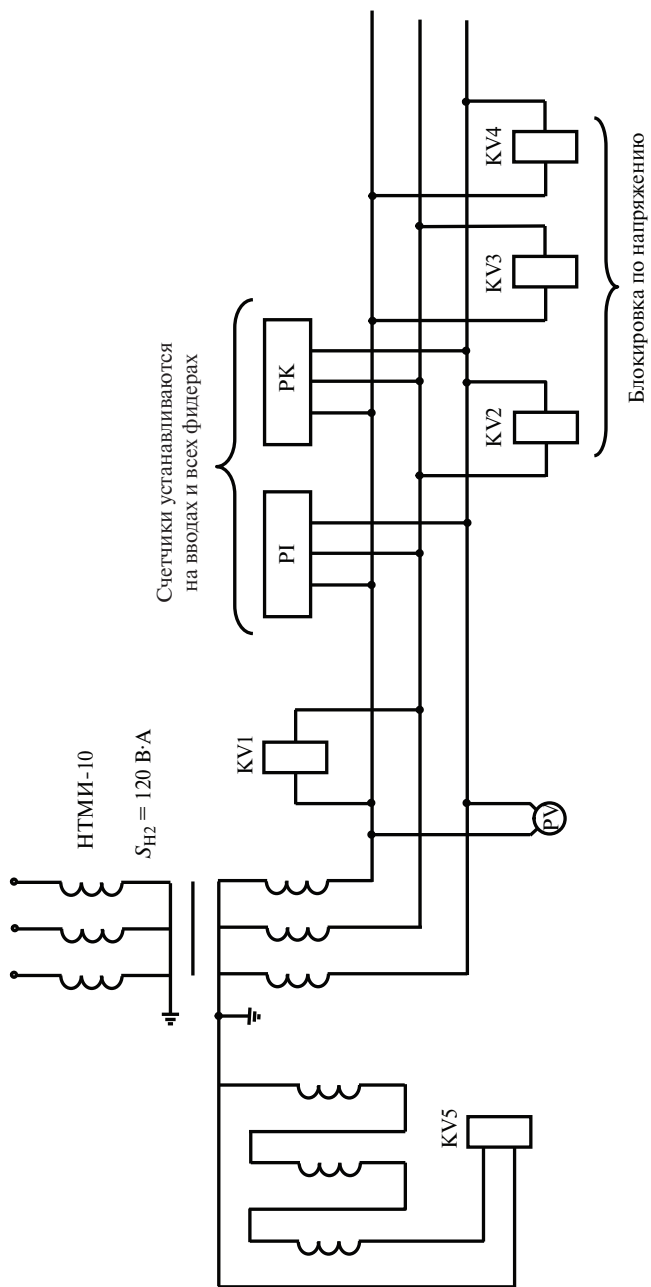


Рисунок 3.2 – Схема присоединения нагрузок к трансформатору напряжения секции шин 10 кВ подстанции постоянного тока с питающим напряжением 110 (220) кВ

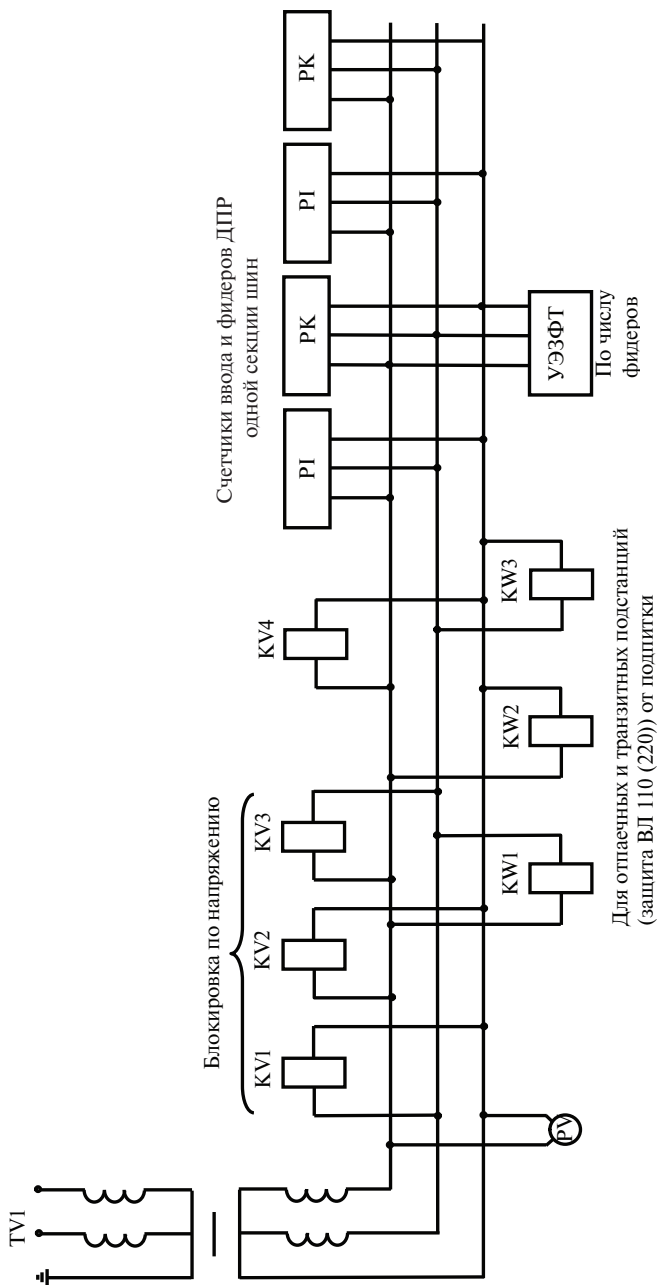


Рисунок 3.3 – Схема присоединения нагрузок к трансформатору напряжения одной секции шин РУ -27,5 кВ тяговой подстанции переменного тока



## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

---

1. Фигурнов Е. П. Релейная защита: учебник. В 2 ч. Ч.1. Основы релейной защиты. — М.: Изд-во УМЦ ЖДТ, 2009.
2. Фигурнов Е. П. Релейная защита: учебник. В 2 ч. Ч.2. Релейная защита устройств тягового электроснабжения железных дорог. — М.: Изд-во УМЦ ЖДТ, 2009.
3. Кузнецова Г. С., Тер-Оганов Э. В., Штин А. Н. Проектирование тяговых и трансформаторных подстанций электрифицированных железных дорог. — Екатеринбург: УрГУПС, 2003.
4. Кузнецова Г. С., Штин А. Н. Выбор оборудования распределительных тяговых и трансформаторных подстанций. — Екатеринбург: УрГУПС, 2001.
5. Правила устройства электроустановок. — СПб.: Изд-во ДЕАН, 2011.
6. Несенюк Т. А., Штин А. Н. Проектирование тяговых и трансформаторных подстанций: Метод. указания к курсовому проектированию. — Екатеринбург: Изд-во УрГУПС, 2007.
7. Почаевец В. С. Электрические подстанции. — М.: Изд-во УМЦ ЖДТ, 2012.
8. Почаевец В. С. Защита и автоматика устройств электроснабжения. — М.: Изд-во УМЦ ЖДТ, 2007.
9. Булычев А. В., Наволочный А. А. Релейная защита в распределительных электрических сетях. — М.: ЭНАС, 2011.
10. Андреев В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: Учеб. для вузов. — М.: Высш. шк., 2006.
11. Шабад М. А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: монография. — СПб.: ПЭИПК, 2003.
12. Шабад М. А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. — Л.: Энергия, 1985.
13. Шабад М. А. Выбор характеристик и уставок цифровых токовых защит серий SPACOM и RE\_SXX. — СПб.: ПЭИПК, 2002.
14. Барковский Б. С., Магай Г. С., Маценко В. П. и др. Двенадцатипульсовые полупроводниковые выпрямители тяговых подстанций / Под ред. М. Г. Шалимова. — М.: Транспорт, 1990.

15. Неугольников Ю. П., Низов А. С., Штин А. Н. Инвертирование электрической энергии на электрифицированных железных дорогах: учеб. пособие. Ч.2. Выпрямительно-инверторные преобразователи тяговых подстанций. — Екатеринбург: УрГУПС, 2002.
16. Бородулин Б. М., Герман Л. А., Николаев Г. А. Конденсаторные установки электрифицированных железных дорог. — М.: Транспорт, 1983.

## Схемы подключений измерительных органов защит

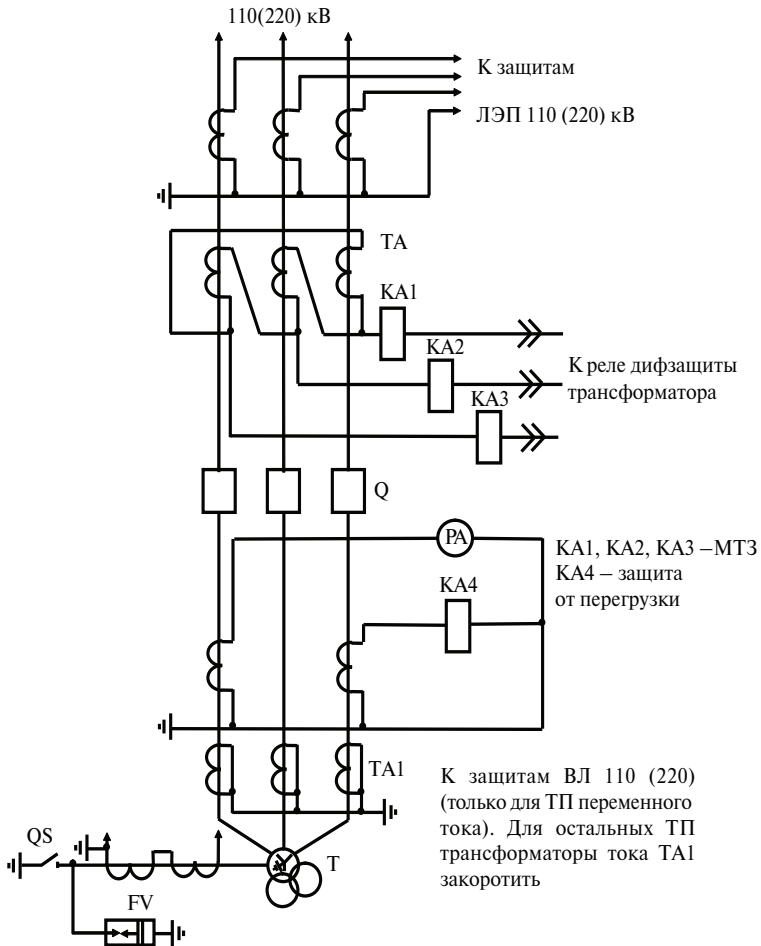


Рисунок А.1 – Схема подключения измерительных органов релейной защиты понижающего трансформатора

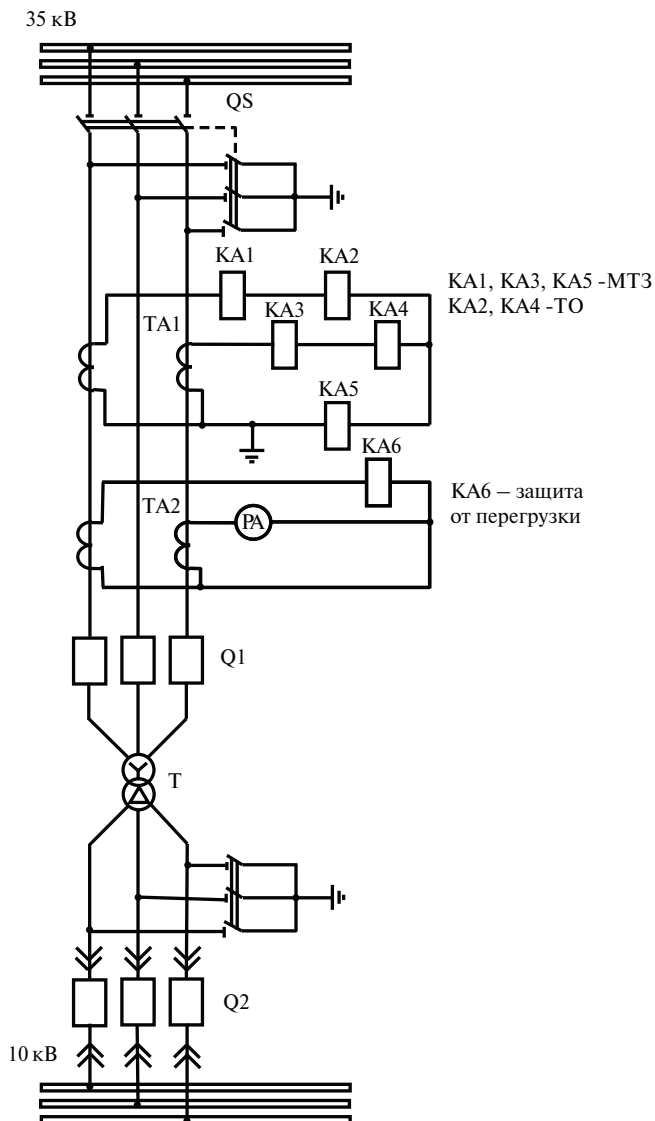


Рисунок А.2 – Схема подключения измерительных органов релейной защиты понижающего трансформатора 35/10 кВ

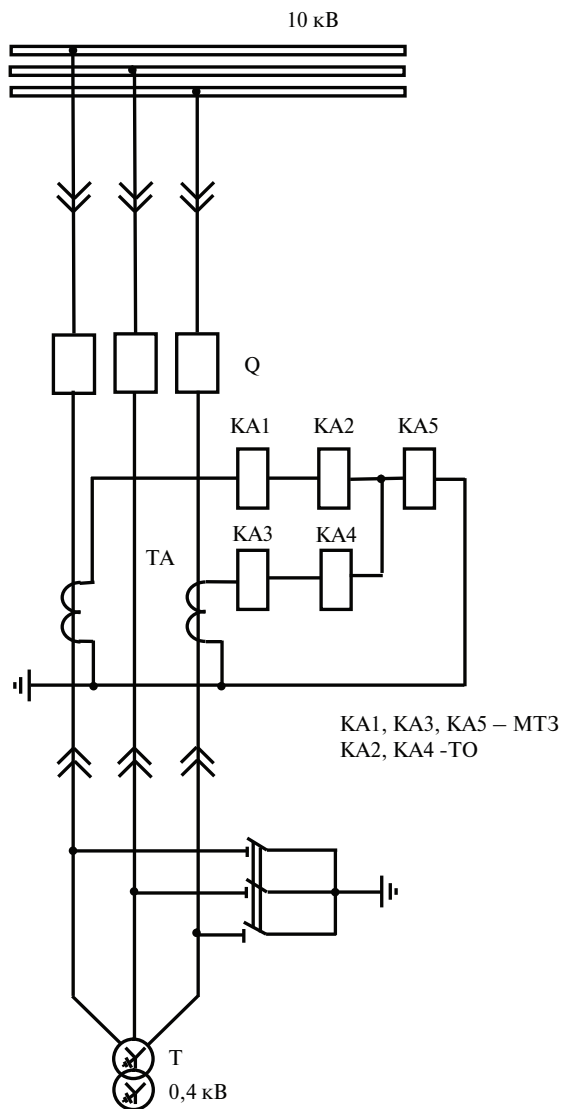


Рисунок А.3 – Схема подключения измерительных органов релейной защиты трансформатора собственных нужд тяговой подстанции постоянного тока

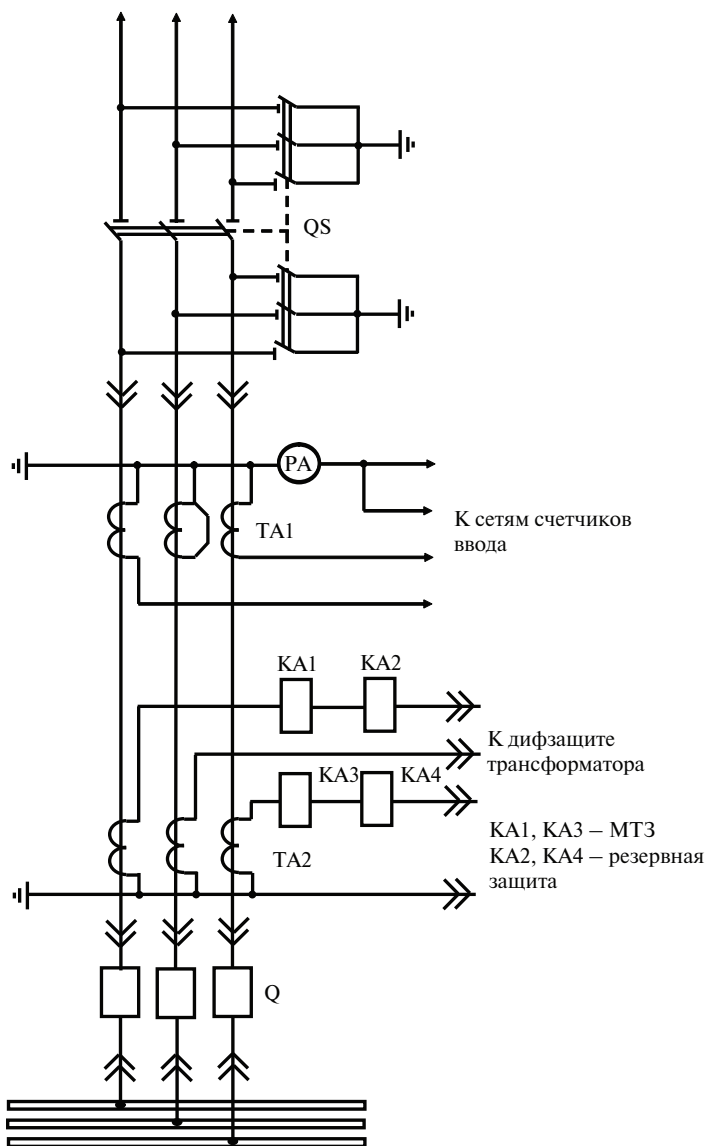


Рисунок А.4 – Схема подключения измерительных органов защиты ввода РУ-10 кВ тяговой подстанции постоянного тока

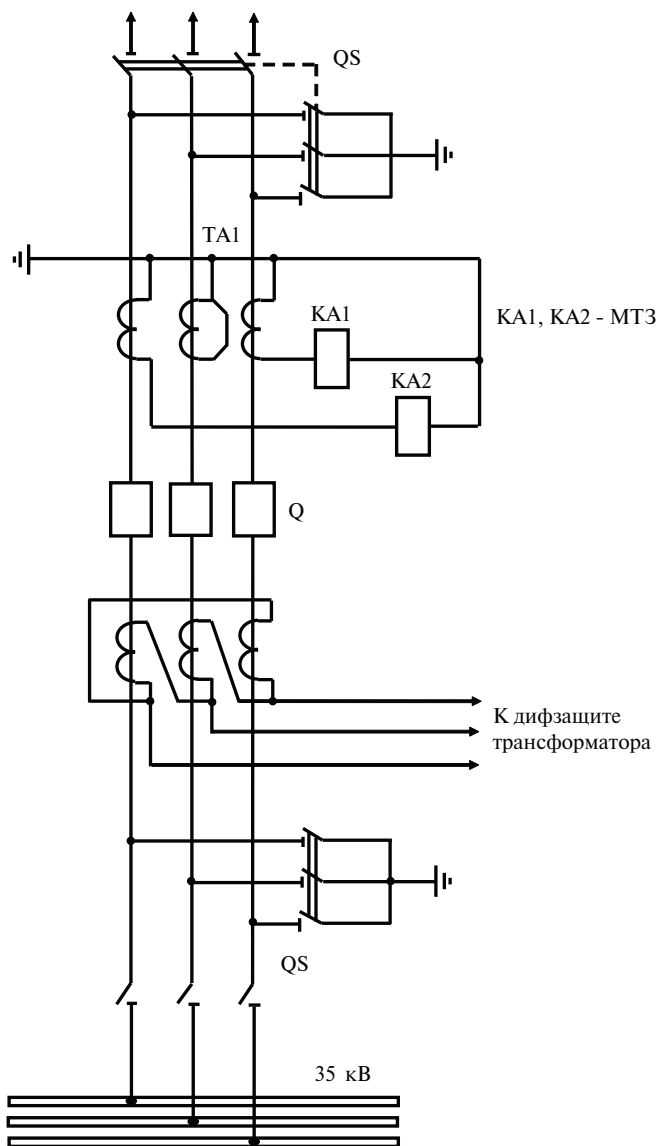


Рисунок А.5 – Схема подключения измерительного органа релейной защиты ввода 35 кВ (районное РУ)

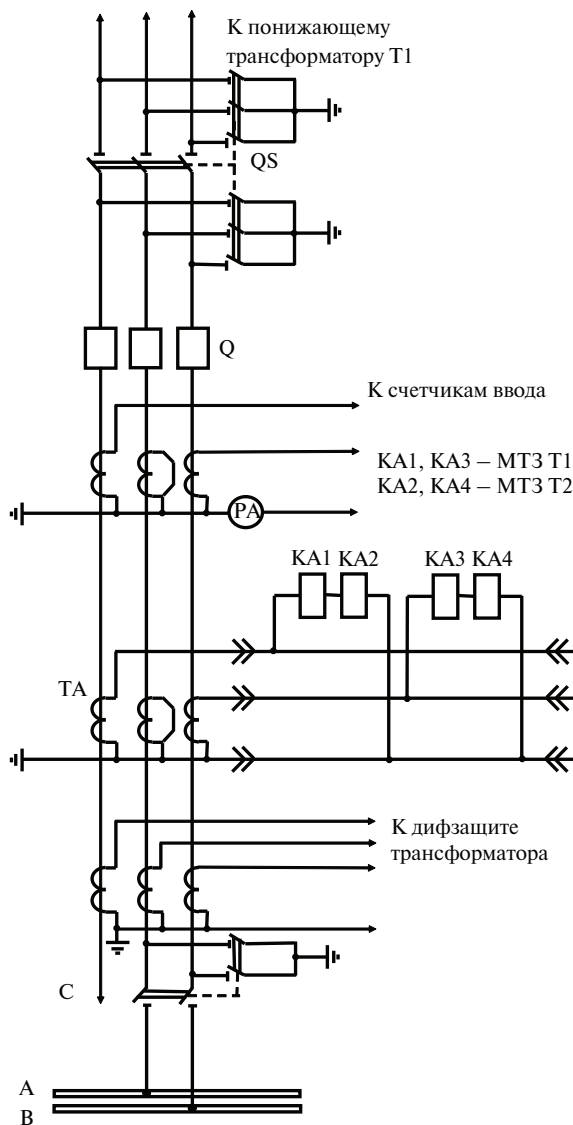
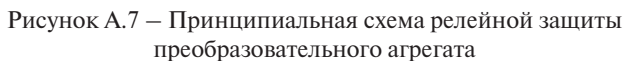


Рисунок А.6 – Схема подключения измерительных органов релейной защиты ввода 27,5 кВ





### Шкала номинальных токов трансформаторов тока (ГОСТ 7746-89Е)

Номинальные первичные токи: 1; 5; 10; 15; 20; 30; 40; 50; 75; 100; 150; 200; 300; 400; 600; 800; 1000; 1200; 1500; 2000; 3000; 4000; 5000; 6000; 7000; 8000; 9000; 10000; 12000; 14000; 16000; 18000; 20000; 25000; 28000; 30000; 32000; 35000; 40000 А.

Номинальные вторичные токи 1 и 5 А.

### Технические характеристики электромеханических реле

Таблица В.1 – Реле тока

Тип реле	Последовательное соединение катушек		Параллельное соединение катушек	
	$I_{CP}, A$	$Z_p, \text{Ом}$	$I_{CP}, A$	$Z_p, \text{Ом}$
РТ-40/0,2	0,05-0,1	80	0,1-0,2	20
РТ-40/0,6	0,15-0,3	8,8	0,3-0,6	2,22
РТ-40/2	0,5-1,0	0,8	1-2	0,2
РТ-40/6	1,5-3,0	0,22	3-6	0,055
РТ-40/10	2,5-5,0	0,08	5-10	0,02
РТ-40/20	5-10	0,02	10-20	0,005
РТ-40/50	12,5-25	0,005	25-50	0,0013
РТ-40/100	25-50	0,003	50-100	0,0007
РТ-40/200	50-100	0,003	100-200	0,0007
ДЗТ-11	$Z_p = 0,975 \text{ Ом}$	Реле типа РБМ $Z_p = 0,4 \text{ Ом}$		
РНТ-565	$Z_p = 0,73 \text{ Ом}$	Защита УЭЗФТ (токовые цепи) $Z_p = 0,1 \text{ Ом}$		

Таблица В.2 – Реле напряжения

Тип реле	Диапазон установок				$K_B$	$S_H$ ВА	Назначение реле
	$U_{CP}$ , В	$U_H$ , В	$U_{CP}$ , В	$U_H$ , В			
РН-53/60	15-30	30	30-60	60	0,8	1	Максимальное реле переменного тока
РН-53/200	50-100	100	100-200	200			
РН-53/400	100-200	200	200-400	400			
РН-53/60Д	15-30	100	30-60	200	0,8	5/10	-
РН-54/48	12-24	30	24-48	60	1,25	1	Минимальное реле переменного тока
РН-54/160	40-80	100	80-160	200			
РН-54/320	160-320	200	160-320	400			

Примечание: потребляемая мощность для реле РН-53/60, РН-53/200 и РН-53/400 указана при минимальной уставке первого диапазона, для реле РН-53/60Д – при номинальном напряжении 1-го и 2-го диапазона.

Таблица В.3 – Технические данные реле времени, промежуточных и указательных реле

Тип реле	Род оперативного тока	Пределы уставок, $t_y$ , с	Номинальное напряжение $U_H$ , В	Номинальная мощность $P_H$ , Вт, не более	Время срабатывания $t_{CP}$ , с, не более
ЭВ-112,113,114 ЭВ-122,123,124 ЭВ-132,133,134	Постоянный	0,1-1,3 0,25-3,5 0,5-9,0	24; 48; 110; 220 "- "-	30 – в момент включения, 15 – длительно	-
ЭВ-217,218,215 ЭВ-227,228,225 ЭВ-237,238,235	Переменный	0,1-1,3 0,25-3,5 0,5-9,0	100; 127; 220; 380 "- "-	60 – в момент включения, 20 – длительно	-
РП-23 РП-251 РП-252	Постоянный	-	12; 48; 24; 110; 220 24; 48; 110; 220 24; 48; 110; 220	6; 6 (при 220 В); 7	0,06 0,07-0,11 0,5-1,1
РП-25 РП-256	Переменный	-	100; 127; 220 24; 48; 110; 127; 220	8 8	0,06 1,1
РУ-21/0,01÷4 РУ-21/110 РУ-21/220	Постоянный или переменный	-	110 220	-	-

Таблица В.4 – Индукционные реле тока

Тип реле	$I_H$ , А	Уставки тока срабатыва- ния индукционного элемен- та, $I_{уи}$ , А	Уставка време- ни срабатыва- ния, $t_y$ , с	$I_p / I_{cp}$
РТ 81/1 РТ 81/2	10 5	4; 5; 6; 8; 9; 10 2,5; 3; 3,5; 4; 4,5; 5	0,5-4	2-8
РТ 82/1 РТ 82/2	10 5	4; 5; 6; 7; 8; 9; 10 2,5; 3; 3,5; 4; 4,5; 5	2-16	2-8
РТ 83/1 РТ 83/2	10 5	" - "	1-4	2-8
РТ 84/1 РТ 84/2	10 5	" - "	4-16	2-8
РТ 85/1 РТ 85/2	10 5	" - "	0,5-4	2-8
РТ 86/1 РТ 86/2	10 5	" - "	4-16	2-8

## Технические характеристики электронных реле

Таблица Г.1 – Технические данные реле РСТ-40М

Тип реле	Последовательное соединение обмоток		Параллельное соединение обмоток	
	$I_{CP}$ , А	Дискретность	$I_{CP}$ , А	Дискретность
РСТ-40М-0,2	0,05-0,1275	0,0025	0,1-0,255	0,005
РСТ-40М-0,6	0,15-0,3825	0,0075	0,3-0,765	0,015
РСТ-40М-2	0,5-1,275	0,025	1-2,55	0,05
РСТ-40М-6	1,5-3,825	0,075	3-7,65	0,15
РСТ-40М-10	2,5-6,375	0,125	5-12,75	0,25
РСТ-40М-20	5-12,75	0,25	10-25,5	0,5
РСТ-40М-50	12,5-31,875	0,625	25-63,75	1,25
РСТ-40М-60	15-38,25	0,75	30-76,5	1,5
РСТ-40М-100	25-63,75	1,25	50-127,5	2,5
РСТ-40М-200	50-127,5	2,5	100-255	5

Таблица Г.2 – Виды исполнения реле

Тип реле	Описание реле
РСТ-40	Однофазное реле максимального тока
РСТ-40В	Однофазное реле максимального тока с независимой выдержкой времени
РСТ-41В	Однофазное реле максимального тока с независимой выдержкой времени с контактами мгновенного действия
РСТ-42	Двухфазное реле максимального тока
РСТ-42В	Двухфазное реле максимального тока с независимой выдержкой времени с контактами мгновенного действия

Таблица Г.3 – Исполнения реле РСТ-40, РСТ-40В, РСТ-41В, РСТ-42 и РСТ-42В по току срабатывания

Обозначение максимальной уставки по току	Последовательное соединение обмоток		Параллельное соединение обмоток	
	$I_{CP}$ , А	$I_{НОМ}$ , А	$I_{CP}$ , А	$I_{НОМ}$ , А
0,6	0,15-0,3	0,3	0,3-0,6	0,6
02	0,5-1	1	1-2	2
06	1,5-3	3	3-6	6
10	2,5-5	5	5-10	10
20	5-10	10	10-20	16

## Окончание таблицы Г.3

Обозначение максимальной уставки по току	Последовательное соединение обмоток		Параллельное соединение обмоток	
	$I_{CP}, A$	$I_{НОМ}, A$	$I_{CP}, A$	$I_{НОМ}, A$
60	15-30	16	30-60	16
100	25-50	16	50-100	16
200	50-100	16	100-200	16

Таблица Г.4 – Исполнения реле РСТ-40, РСТ-40В, РСТ-41В, РСТ-42 и РСТ-42В по времени срабатывания

Обозначение диапазона уставок по времени	Диапазон уставок по времени, с	Дискретность изменения уставок, с
03	0,05-3,15	0,05
06	0,1-6,3	0,1
12	0,2-12,6	0,2
25	0,4-25,2	0,4
37	0,6-37,8	0,6

Таблица Г.5 – Виды исполнения реле

Тип реле	Описание реле
РСТ-40ВДУ РСТ-42ВДУ	Одно- и двухфазное реле максимального тока с независимой выдержкой времени, токовой отсечкой, дешунтированием и указательным реле
РСТ-40ВД РСТ-42ВД	Одно- и двухфазное реле максимального тока с независимой выдержкой времени, токовой отсечкой и дешунтированием
РСТ-40ВУ РСТ-42ВУ	Одно- и двухфазное реле максимального тока с независимой выдержкой времени, токовой отсечкой и указательным реле
РСТ-40В0 РСТ-42В0	Одно- и двухфазное реле максимального тока с независимой выдержкой времени и токовой отсечкой

Таблица Г.6 – Исполнения реле РСТ-40ВДУ, РСТ-40ВД, РСТ-40ВУ, РСТ-40В0, РСТ-42ВДУ, РСТ-42ВД, РСТ-42ВУ, РСТ-42В0 по току срабатывания

Тип реле	Соединение обмоток	Уставка тока срабатывания, А		Уставка тока срабатывания отсечки, А	
		Диапазон	Дискретность	Диапазон	Дискретность
02	последовательное	0,5-1,275	0,025	1-8,75	0,25
	параллельное	1-2,55	0,05	2-17,5	0,5
06	последовательное	1,5-3,825	0,075	3-26,25	0,75
	параллельное	3-7,65	0,15	6-52,5	1,5

## Окончание таблицы Г.6

Тип реле	Соединение обмоток	Уставка тока срабатывания, А		Уставка тока срабатывания отсечки, А	
		Диапазон	Дискретность	Диапазон	Дискретность
10	последовательное	2,5-6,375	0,125	5-43,75	1,25
	параллельное	5-12,75	0,25	10-87,5	2,5
20	последовательное	5-12,75	0,25	10-87,5	2,5
	параллельное	10-25,5	0,5	20-175	5

Таблица Г.7 – Исполнения реле РСТ-40ВДУ, РСТ-40ВД, РСТ-40ВУ, РСТ-40В0, РСТ-42ВДУ, РСТ-42ВД, РСТ-42ВУ, РСТ-42В0 по времени срабатывания

Обозначение диапазона уставок по времени	Диапазон уставок по времени, с	Дискретность изменения уставок, с
03	0,05-3,15	0,05
06	0,1-6,3	0,1
12	0,2-12,6	0,2
25	0,4-25,2	0,4
37	0,6-37,8	0,6

Таблица Г.8 – Технические параметры реле РСТ-51

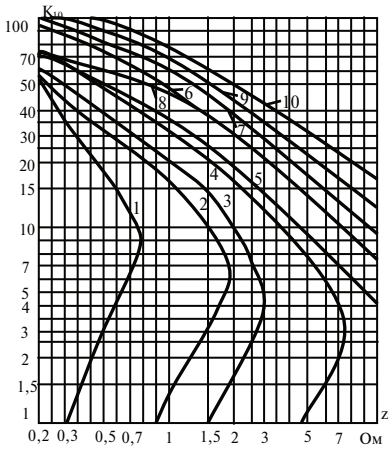
№ п/п	Наименование параметра	Нормируемые значения
1	Номинальный ток	0,1 А
2	Номинальное напряжение питания: – постоянного тока – переменного тока	110/220 В 100 В
3	Рабочее напряжение питания: – постоянного тока – переменного тока	88-242 В 80-170 В
4	Номинальная частота	50 Гц
5	Диапазон уставок по току срабатывания	0,02-0,144 А
6	Дискретность изменения уставок по току срабатывания	0,004 А
7	Основная погрешность тока срабатывания, не более	±10%
8	Реле выдерживает в течении 1 секунды ток	60 А
9	Механическая износостойкость реле, циклы, не менее	100000

Таблица Г.9 – Технические данные реле РСН-14 – РСН-17

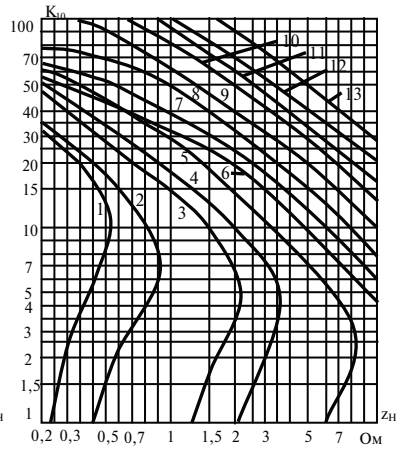
Тип реле	$U_{CP}$ при диапазоне уставок, В		$U_{ном}$ при диапазоне уставок, В		$K_B$	Назначение реле
	1	2	1	2		
РСН-14-23	12-30	24-26	30	60	0,9	Максимальное реле постоянного тока 220 В
РСН-14-25	15-37,5	30-75	100	200	0,9	
РСН-14-28	40-100	80-200	100	200	0,9	
РСН-14-30	50-125	100-250	120	240	0,95	
РСН-14-33	80-200	160-400	200	400	0,9	
РСН-15-23	12-30	24-26	30	60	0,9	Максимальное реле переменного тока 220 В
РСН-15-25	15-37,5	30-75	100	200	0,9	
РСН-15-28	40-100	80-200	100	200	0,9	
РСН-15-30	50-125	100-250	120	240	0,95	
РСН-15-33	80-200	160-400	200	400	0,9	
РСН-16-23	12-30	24-26	30	60	1,1	Минимальное реле постоян- ного тока 220 В
РСН-16-28	40-100	80-200	100	200	1,1	
РСН-16-33	80-200	160-400	200	400	1,1	
РСН-17-23	12-30	24-26	30	60	1,1	Минимальное реле переменного тока 220 В
РСН-17-28	40-100	80-200	100	200	1,1	
РСН-17-33	80-200	160-400	200	400	1,1	



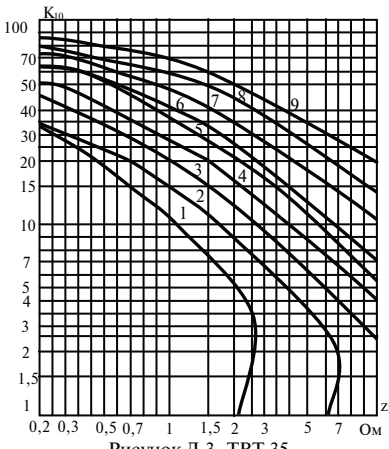
# Кривые предельных кратностей трансформаторов тока



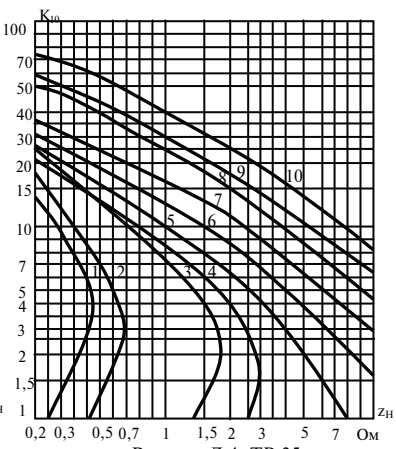
1— $n_{\text{НОМ}} = 100/5$ ; 2— $n_{\text{НОМ}} = 150/5$ ; 3— $n_{\text{НОМ}} = 200/5$ ;  
4— $n_{\text{НОМ}} = 300/5$ ; 5— $n_{\text{НОМ}} = 400/5$ ; 6— $n_{\text{НОМ}} = 600/5$ ;



1— $n_{\text{НОМ}} = 75/5$ ; 2— $n_{\text{НОМ}} = 100/5$ ; 3— $n_{\text{НОМ}} = 150/5$ ;  
4— $n_{\text{НОМ}} = 200/5$ ; 5— $n_{\text{НОМ}} = 300/5$ ; 6— $n_{\text{НОМ}} = 400/5$ ;



1— $n_{\text{НОМ}} = 200/5$ ; 2— $n_{\text{НОМ}} = 300/5$ ; 3— $n_{\text{НОМ}} = 400/5$ ;  
4— $n_{\text{НОМ}} = 600/5$ ; 5— $n_{\text{НОМ}} = 750/5$ ; 6— $n_{\text{НОМ}} = 1000/5$ ;



1— $n_{\text{НОМ}} = 75/5$ ; 2— $n_{\text{НОМ}} = 100/5$ ; 3— $n_{\text{НОМ}} = 150/5$ ;  
4— $n_{\text{НОМ}} = 200/5$ ; 5— $n_{\text{НОМ}} = 300/5$ ; 6— $n_{\text{НОМ}} = 400/5$ ;

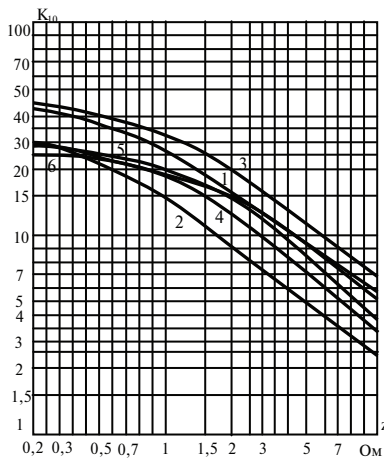


Рисунок Д.5 – ТПШЛ-10

- 1 –  $n_{\text{НОМ}} = 2000/5$  класс Р;
- 2 –  $n_{\text{НОМ}} = 2000/5$  класс 0,5;
- 3 –  $n_{\text{НОМ}} = 3000/5$  класс Р;
- 4 –  $n_{\text{НОМ}} = 3000/5$  класс 0,5;
- 5 –  $n_{\text{НОМ}} = 4000/5$  класс Р;
- 6 –  $n_{\text{НОМ}} = 5000/5$  класс Р

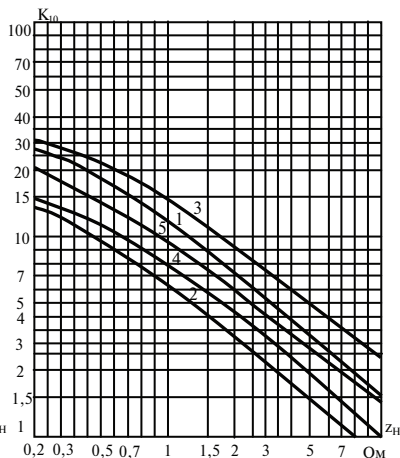


Рисунок Д.6 – ТЛМ-10, ТВЛМ-10,  
ТЛК-10 и ТЛШ-10

- 1 –  $n_{\text{НОМ}} = 50/5-300/5$  класс Р (ТЛМ-10),  
 $n_{\text{НОМ}} = 20/5-300/5$  и  $600/5$  класс Р (ТВЛМ-10),  
 $n_{\text{НОМ}} = 1000/5$  класс Р;
- 2 –  $n_{\text{НОМ}} = 50/5-300/5$  класс 0,5 (ТЛМ-10),  
 $n_{\text{НОМ}} = 20/5-300/5$  и  $600/5$  класс 0,5 (ТВЛМ-10);
- 3 –  $n_{\text{НОМ}} = 400/5-800/5$  класс Р,  
 $n_{\text{НОМ}} = 1000/5$  класс Р;
- 4 –  $n_{\text{НОМ}} = 400/5-800/5$  класс 0,5,  
 $n_{\text{НОМ}} = 1000/5$  класс 0,5;
- 5 –  $n_{\text{НОМ}} = 1500/5$  класс 0,5

**Сопротивления элементов расчетной схемы**

Таблица Е.1 – Формулы для определения величин сопротивлений источников питания и ЛЭП







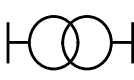
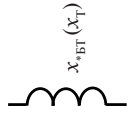
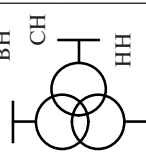
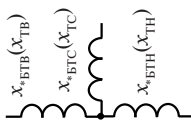
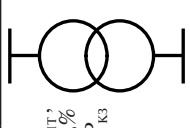
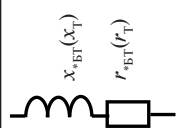
Элемент	Условное обозначение на расчетной схеме	Схема замещения	Формулы для расчета сопротивлений	
			в относительных единицах	в именованных единицах
Энергосистема	$S_C$ 	 $x_{*BC}(x_C)$	$x_{*BC} = \frac{S_B}{S_C}$	$x_C = \frac{U_B^2}{S_C}$
Генератор	$P_{НГ}, \cos\varphi, x_{*d}''$ 	 $K_{CK}(x_G)$	$x_{*BG} = x_{*d}'' \frac{S_B}{S_{НГ}}$	$x_G = x_{*d}'' \frac{U_B^2}{S_{НГ}}$
ЛЭП	$l, x_0$  $U_{CP}$	 $x_{*BC}(x_L)$	$x_{*БЛ} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_B}{U_{CP}^2}$	$x_L = x_0 \cdot l \cdot \frac{U_B^2}{U_{CP}^2}$

Таблица Е.2 — Формулы для определения величин сопротивлений силовых трансформаторов

Элемент	Условное обозначение на расчетной схеме	Схема замещения	Формулы для расчета сопротивлений в именованных единицах	
			в относительных единицах	в именованных единицах
Двухобмоточный ( $S_{HT} \geq 1000$ кВА)			$x_{БТ} = \frac{u_K}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{HT}}$	$x_T = \frac{u_K}{100} \cdot \frac{U_B^2}{S_{HT}}$
Трехобмоточный			$u_{KB} = (u_{KB-C} + u_{KB-H} - u_{KC-H}) \cdot 0,5;$ $u_{KC} = (u_{KB-C} - u_{KB-H} + u_{KC-H}) \cdot 0,5;$ $u_{KH} = (-u_{KB-C} + u_{KB-H} + u_{KC-H}) \cdot 0,5$	
			$x_{БТj} = \frac{u_{Kj}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{HT}},$ где $j$ -индекс «В», или «С», или «Н»	$x_{Tj} = \frac{u_{Kj}}{100} \cdot \frac{U_B^2}{S_{HT}},$ где $j$ -индекс «В», или «С», или «Н»
Двухобмоточный ( $S_{HT} \leq 1000$ кВА)			$z_{БТ} = \frac{u_K}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{HT}};$ $r_{БТ} = \frac{\Delta P_K}{S_{HT}} \cdot \frac{S_B}{S};$ $x_{БТ} = \sqrt{z_{БТ}^2 - r_{БТ}^2}$	$z_T = \frac{u_K}{100} \cdot \frac{U_B^2}{S_{HT}};$ $r_T = \frac{\Delta P_K}{S_{HT}} \cdot \frac{U_B^2}{S};$ $x_T = \sqrt{z_T^2 - r_T^2}$

# Электрические параметры силовых трансформаторов и выпрямителей

Таблица Ж.1 – Силовые трехфазные трехобмоточные трансформаторы

Тип трансформатора	$U_{\text{вн}}$ , кВ	$U_{\text{сн}}$ , кВ	$U_{\text{нн}}$ , кВ	$\Delta P_{\text{хх}}$ , кВт	$\Delta P_{\text{кз}}$ , кВт	$u_{\text{кв,с}}\%$	$u_{\text{кв,н}}\%$	$u_{\text{кв-н}}\%$	$i_0\%$	Схема соединения
С высшим напряжением 110 кВ										
ТМТН-6300/110У1	115	38,5	6,6; 11	17	60	10,5	17,0	6,0	1,2	УН/УН/Д-0-11
ТМТН-10000/110У1	115	38,5	6,6; 11	23	80	10,5	17,0	6,0	1,1	УН/УН/Д-0-11
ТДТНЖ-16000/110У1	115	27,5	6,6; 11	22	95	10,5	17,5	6,5	1,0	УН/Д/Д-11-11
ТДТН-16000/110У1	115	38,5	6,6; 11	26	105	10,5	17,0	6,0	1,0	УН/УН/Д-0-11
ТДТНЭ-20000/110У1	115	27,5	6,6; 11	45	127	10,5	17,0	6,0	0,8	УН/Д/Д-11-11
ТДТНЖ-25000/110У1	115	27,5	6,6; 11	28	140	10,5	17,5	6,5	1	УН/Д/Д-11-11
ТДТНЖУ-25000/110У1	115	27,5	6,6; 11	21	155	17,5	10,5	6,5	1	УН/Д/Д-11-11
ТДТН-25000/110У1	115	38,5	6,6; 11	36	145	10,5	17,0	6,0	1	УН/УН/Д-0-11
ТДТНЖУ-25000/110У1	115	38,5	27,5	21	155	10,0	17,5	6,5	1	УН/УН/Д-0-11
ТДТНЖ-40000/110У1	115	27,5	6,6; 11	36	200	10,5	17,5	6,5	0,9	УН/Д/Д-11-11
ТДТНЖУ-40000/110У1	115	27,5	6,6; 11	36	220	17,5	10,0	6,5	0,9	УН/Д/Д-11-11
ТДТНЖУ-40000/110У1	115	38,5	27,5	36	220	10,5	17,5	6,5	0,9	УН/УН/Д-0-11
ТДТН-40000/110У1	115	38,5	6,6; 11	50	200	10,5	17,5	6,5	0,8	УН/УН/Д-0-11
ТДТН-63000/110У1	115	38,5	6,6; 11	70	290	10,5	17,5	6,5	0,7	УН/УН/Д-0-11

Таблица Ж.2 — Тяговые трансформаторы для 12-пульсовых выпрямителей

Тип трансформатора	$U_{\text{нп}}, \text{кВ}$	$I_{\text{нп}}, \text{А}$	$S_{\text{нп}}, \text{кВА}$	$U_{2\text{н}}, \text{кВ}$	$I_{2\text{н}}, \text{А}$	$U_{\text{дп}}, \text{кВ}$	$I_{\text{дп}}, \text{А}$	$u_{\text{к}}, \%$		$\Delta P_{\text{хх}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{кз}}, \text{кВт}$	$i_0, \%$	Схема и группа соединения обмоток
								сквозное	нос				
ТРДП-12500/ ЖУ1	6,0	1097	11400	1,305	2610	3,3	3150	7,5	14,5	71,5	71,5	0,9	Д/ДУ-0-11
	10,0	658						7,5	14,5	71,5	71,5	0,9	У/ДУ-11-0
	35	188						8,0	13,5	81	81	0,9	У/ДУ-11-0
ТРДП-16000/ ЖУ1	10,5	$\frac{627}{738}$	$\frac{11400}{13430}$	$\frac{1,282}{1,514}$	2610	$\frac{3,3}{3,8}$	3150	9,5	17,3	84	84	0,8	У/ДУ-11-0
	35	188						7,8	10	96	96	0,8	У/ДУ-11-0
		222						8,4	8,4				

Таблица Ж.3 – Характеристики выпрямителей

Тип преобразователя	$U_{дп}$ , кВ	$I_{дп}$ , А	Охлаждение	Установка	Тип вентилей	Схема выпрямления	Число вентиляей $П \cdot a \cdot S$
Неуправляемые выпрямители							
В-ТПЕД-3,15к-3,3к	3,3	3150	Естественное воздушное на тепловых трубах	Наружная или внутренняя	ДЛ252-2000-20	6ПМ 12ППС	$6 \cdot 2 \cdot 4 = 48$ $12 \cdot 2 \cdot 2 = 48$
На блоках БСЕ1-4В	3,3	3150	Естественное воздушное на тепловых трубах	Наружная или внутренняя	ДЛ173-2500-24	6ПН 6ПМ 12ППС	$6 \cdot 1 \cdot 8 = 48$ $6 \cdot 2 \cdot 4 = 48$ $12 \cdot 2 \cdot 2 = 48$

Примечание: обозначения в таблице Ж.3:

6ПМ – 6-пульсовая мостовая;

6ПН – 6-пульсовая нулевая (две обратные звезды с уравнительным реактором);

12ППС – 12-пульсовая последовательного типа;

П – число плеч преобразователя;

$a$  – число параллельно включенных вентиляей в плече;

$S$  – число последовательно включенных вентиляей в плече.

*Учебное издание*

**Васильев Игорь Львович**  
**Неугодников Иван Павлович**

## **РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ТЯГОВЫХ ПОДСТАНЦИЙ**

Методические указания  
к выполнению курсового проекта  
по дисциплинам «Релейная защита» и «Релейная защита  
и автоматизация электроэнергетических систем»  
для подготовки специалистов по направлению  
190901.65 – «Системы обеспечения движения поездов»  
и бакалавров по направлению  
140400.62 – «Электроэнергетика и электротехника»  
всех форм обучения

Редактор С. В. Пилюгина  
Верстка Н. А. Журавлевой

Подписано в печать 23.07.15. Формат 60х84/16.  
Усл. печ. л. 5,1. Тираж 40 экз. Заказ 108.

УрГУПС  
620034, Екатеринбург, ул. Колмогорова, 66