

УДК 621.316

Ш 31

Рецензенты:

Доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой  
приборостроения и информационно-измерительных технологий  
Владимирского государственного университета

*Л. М. Самсонов*

Кандидат технических наук, доцент, заведующий кафедрой информатики  
Владимирского государственного педагогического университета

*Ю. А. Медведев*

Печатается по решению редакционно-издательского совета  
Владимирского государственного университета

**Шахнин В.А.**

Ш 31 Релейная защита и автоматизация систем электроснабжения: Пособие к курсовому проектированию /Владим. гос. ун-т. – Владимир, 2003. с. ISBN 5-89368-396-X

Изложены требования к содержанию, объему и оформлению курсовых проектов по дисциплине “Релейная защита и автоматизация систем электроснабжения промышленных предприятий”. Приведены методики проектирования и примеры расчетов электрических защит различных типов. Приложение содержит справочные материалы.

Предназначено для студентов специальности 100400 – электроснабжение заочной формы обучения.

Ил. 19. Табл. 4. Библиогр.: 25 назв.

УДК 621.316

ISBN 5-89368-396-X

© Владимирский государственный  
университет, 2003

	ВВЕДЕНИЕ	4
1.	ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ И РЕКОМЕНДАЦИИ ДЛЯ КУРСОВОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ	4
1.1.	Содержание курсового проекта	4
1.2.	Требования к пояснительной записке и графической части проекта	5
2.	ПРЕДПРОЕКТНЫЙ АНАЛИЗ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ	8
3.	ВЫБОР МЕСТ УСТАНОВКИ И ТИПОВ ЗАЩИТ	10
3.1.	Защита одиночных линий 35–110 кВ с односторонним питанием	10
3.2.	Защита параллельных линий с односторонним питанием	10
3.3.	Защита линий 110 кВ с двухсторонним питанием	10
3.4.	Защита линий в сетях с глухозаземленной нейтралью	10
3.5.	Защита линий в сетях 10(6) кВ с изолированной нейтралью и с нейтралью, заземленной через дугогасительный реактор	11
3.6.	Релейная защита кабельных линий 10(6) кВ	11
3.7.	Релейная защита токопроводов	12
3.8.	Защита силовых трансформаторов	13
3.9.	Защита электродвигателей	14
4.	ВЫБОР И РАСЧЕТ СЕЧЕНИЙ ПРОВОДОВ И КАБЕЛЕЙ	16
5.	РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЙ	17
6.	ПРИМЕРЫ ВЫБОРА СЕЧЕНИЙ ПРОВОДОВ И КАБЕЛЕЙ	19
6.1.	Выбор сечений проводов ВЛ 110 кВ	19
6.2.	Выбор сечения жил трехфазного кабеля КЛ 10 кВ	19
7.	ПРИМЕРЫ РАСЧЕТА РЕЛЕЙНЫХ ЗАЩИТ	20
7.1.	Расчет максимальной токовой защиты ВЛ 10 кВ	20
7.2.	Расчет МТЗ с независимой характеристикой выдержки времени	28
7.3.	Расчет МТЗ радиальной кабельной линии	32
7.4.	Расчет МТЗ параллельных кабельных линий	36
7.5.	Расчет токов и коэффициентов самозапуска для различных типов нагрузки	39
7.6.	Расчет параметров элементов защиты трансформатора 10/0,4 кВ	44
7.7.	Расчет защиты асинхронного электродвигателя большой мощности	51
	ПРИЛОЖЕНИЯ	54
	БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	78

## **ВВЕДЕНИЕ**

Курсовое проектирование по дисциплине “Релейная защита и автоматизация систем электроснабжения” (“РЗА”) является важнейшим звеном в подготовке инженера - электроэнергетика.

При выполнении этого проекта студент должен опираться на определенный опыт проектирования элементов систем электроснабжения, приобретенный ранее при выполнении курсовых проектов и работ по дисциплинам “Электромеханика”, “Электрические сети и системы”, “Переходные процессы в системах электроснабжения”.

В ходе проектирования на основе теоретического курса по дисциплине “РЗА” студенты должны приобрести навыки самостоятельной постановки и решения задач, не имеющих однозначных ответов. Безусловно, это требует глубоких знаний теории, умения работать с научно-технической литературой и творческого мышления, т.е. того, что необходимо для успешной профессиональной деятельности после завершения обучения в университете.

### **1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ И РЕКОМЕНДАЦИИ ДЛЯ КУРСОВОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ**

#### **1.1. Содержание курсового проекта**

Содержание курсового проекта определяется заданием, которое выдается руководителем проекта и оформляется по форме, приведенной в прил. 1.

Схема системы электроснабжения, для которой проводится проектирование, приведена в прил. 2.

Целесообразно включение в курсовой проект следующих основных разделов:

- предпроектный анализ системы электроснабжения промышленного предприятия;
- выбор мест установки и типов защит системы электроснабжения с обоснованием и кратким описанием принципов действия;
- расчёт сечения и выбор проводников линий;
- расчёт токов коротких замыканий;
- выбор и расчет устройств релейной защиты и автоматики отдельных элементов системы электроснабжения в соответствии с заданием на курсовой проект;
- выбор и расчетная проверка трансформаторов тока, а также определение сечений соединительных проводов одной из защит в соответствии с заданием на курсовой проект;
- разработка принципиальных электрических схем защит;
- графическая часть (принципиальные электрические схемы защит).

## **1.2. Требования к пояснительной записке и графической части проекта**

Пояснительная записка курсового проекта должна иметь следующую структуру:

- титульный лист;
- введение;
- изложение основных результатов работы (3-5 глав);
- заключение;
- библиографический список;
- оглавление.

*Введение.* Во введении должны быть кратко отражены современное состояние в области РЗА систем электроснабжения и актуальность выбранной темы, определены методы решения поставленных задач и сформулирована цель работы. Объем введения — не более двух страниц.

*Основные результаты работы.* В первой и последующих главах должны быть представлены результаты работы согласно заданию. Каждая глава должна заканчиваться выводами, в которых в краткой форме даются результаты данного этапа работы и конкретизируются задачи и методы их решения в последующих главах.

*Заключение.* В заключении формулируются главные выводы проектирования, показывающие достигнутый уровень в решении проблемы. Объем заключения — обычно одна страница.

*Список литературы.* В список, с указанием библиографических данных, включается литература по усмотрению автора пояснительной записки. Если в работе сделаны ссылки на научную информацию, позволяющую принять конкретное решение, включение в список литературы первоисточника обязательно.

Пояснительная записка печатается на принтере (шрифт размером не менее 14 пунктов) или на печатной машинке на листах бумаги форматом А4 (210х297 мм) через полтора–два интервала. Для разворотных таблиц и рисунков допускается формат А3 (297х420 мм). Заголовки таблиц, названия схем можно печатать через один интервал.

Напечатанный текст должен иметь поля следующих размеров:

- верхнее и нижнее — 25 мм;
- правые — 10 мм;
- левые — 25 мм.

Разрешается использование рукописного текста. В этом случае текст выполняется аккуратно, без исправлений, разборчивым почерком.

Абзацный отступ равен пяти знакам. Заголовки глав и параграфов отделяются от текста сверху и снизу тремя интервалами. Текст печатается строчными буквами. Заглавными (прописными) буквами печатаются аббревиатуры, а также названия глав, слова “Введение” и “Заключение”. Знаки, символы, обозначения, а также математические формулы могут быть набраны на компьютере или вписаны от руки тушью (чернилами, пастой) черного цвета. Вписываемые символы должны иметь размер не менее машинописного шрифта, надстрочные и подстрочные индексы, показатели степени могут быть меньших размеров, но не менее двух миллиметров по высоте.

В тексте должна быть соблюдена соподчиненность глав, параграфов и пунктов. Нумерация глав и параграфов выполняется арабскими цифрами, которые отделяются от названий точкой. Номер параграфа состоит из цифры, обозначающей номер главы, и цифры, обозначающей его порядковый номер в составе главы, отделенных друг от друга точкой.

Каждая глава пояснительной записки начинается с новой страницы.

Страницы пояснительной записки нумеруются от титульного листа и до последнего, цифра 1 на титульном листе не ставится. Нумерация страниц выполняется арабскими цифрами сверху посередине.

Приложения нумеруются арабскими цифрами (без значка №) и имеют названия.

Ориентировочный объем пояснительной записки — в среднем 20–25 страниц.

Графическая часть выполняется в соответствии с требованиями ГОСТа ЕСКД [25] на одном листе формата А1 и должна содержать принципиальные электрические схемы защит, указанных преподавателем. Перечень элементов можно не оформлять. Типы используемых реле приводятся в пояснительной записке.

В учебной конструкторской документации допускаются некоторые особенности заполнения основной надписи (см. прил. 3.). В графы, номера которых ниже даны в скобках, вписываются:

- в (1) – наименование чертежа в именительном падеже (первое слово – имя существительное);
- в (2) – обозначение документа. Для курсовых проектов рекомендуется следующее обозначение:

ВлГУ.100400.4.00.ЭЗ,  
1      2      3 4 5

где 1 – название вуза;

2 – шифр специальности;

3 – шифр работы (4 – курсовой проект, 5 – курсовая работа);

4 – номер документа (пояснительная записка – 00);

5 – код документа (ЭЗ – схема электрическая принципиальная);

- в (3) – буквенное обозначение документа (курсовой проект – К);
- в (4) – название кафедры.

При выполнении графического материала желательно использование системы AutoCad или графического редактора MSVisio.

После защиты чертеж складывается по форме, приводимой в прил. 3.

## **2. ПРЕДПРОЕКТНЫЙ АНАЛИЗ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ**

Схема системы электроснабжения промышленного предприятия, для которой предстоит спроектировать релейную защиту и автоматику, выдается студенту вместе с заданием на курсовой проект. Перед выполнением курсового проекта необходимо глубоко изучить эту схему, кратко описать в пояснительной записке ее основные элементы, проанализировать достоинства и недостатки.

Электроснабжение промышленных предприятий обычно осуществляется питающими линиями 10(6) кВ от распределительных устройств того же напряжения электростанций или крупных подстанций (рис. 1). Применяется также питание от указанных источников, но по линиям более высокого напряжения (35–220 кВ) с помощью подстанций глубокого ввода (ПГВ) [1]. Соответствующая схема приведена на рис. 2. В первом случае на предприятие вводят питающие линии от центров питания до главных понизительных подстанций (ГПП) или центральных распределительных пунктов (ЦРП). Распределительные сети 10(6) кВ связывают ГПП и ЦРП с распределительными пунктами, цеховыми понизительными или преобразовательными подстанциями (ТП, ПП) и крупными электроприемниками.

Кабельные распределительные сети 6 и 10 кВ промышленного предприятия обычно состоят из радиальных линий (см. рис. 1). Надежность электроснабжения ответственных электроприемников обеспечивается за счет питания от двух независимых источников или от двух систем шин (секций) одного источника, а также применения устройств автоматического включения резерва. Параллельная работа предусматривается обычно только для питающих линий.

При больших токах нагрузки (2000 А и выше) для питания цеховых подстанций применяются токопроводы с жесткими шинами или гибкими проводами. Токопроводы существенно отличаются от воздушных и кабельных линий электропередачи механическими и электрическими параметрами [2]. При использовании токопроводов схема электроснабжения цеховых понизительных и преобразующих подстанций строится по магистральному принципу (рис. 3). В схемах с глубоким высоковольтным вводом (см. рис. 2) распределительные устройства ПГВ выполняют роль распределительных подстанций.

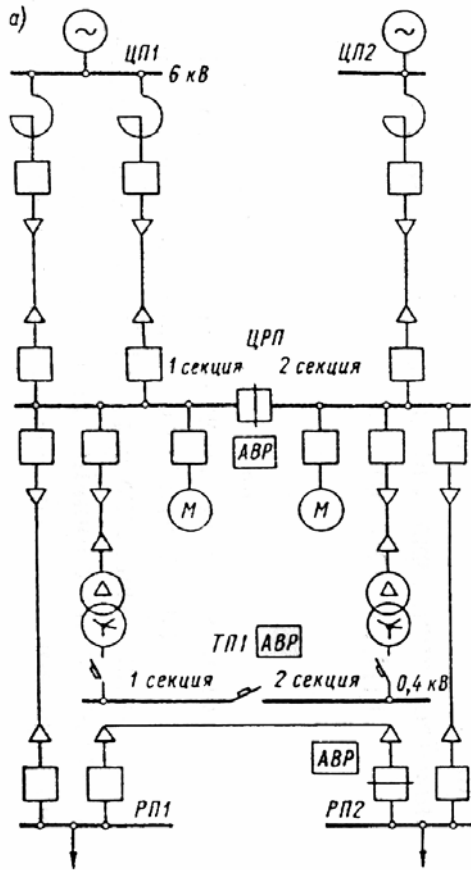


Рис. 1. Схема электроснабжения промышленных предприятий с питающими кабельными линиями 10(6) кВ

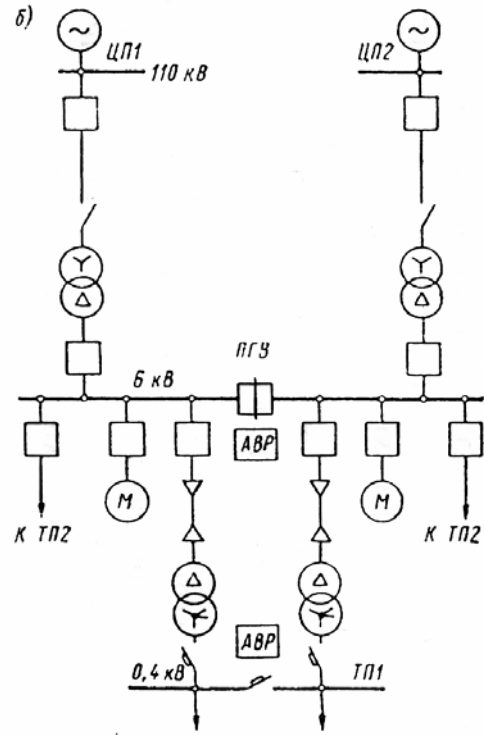


Рис. 2. Схема электроснабжения промышленных предприятий с глубоким высоковольтным вводом

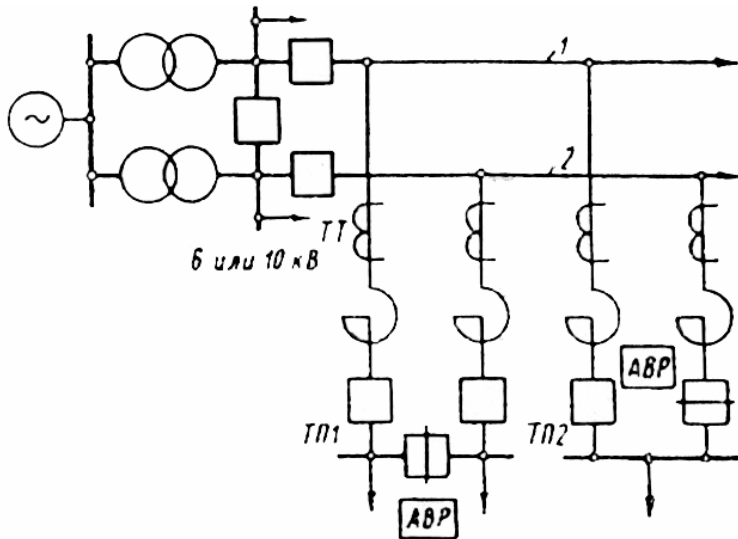


Рис. 3. Схема электроснабжения промышленного предприятия с применением токопроводов для схемы на рис. 1 до 0,1–0,5 с для схемы на рис. 2.

Это позволяет не только сократить протяженность кабельных линий 10(6) кВ, но и уменьшить число последовательно включенных линий этого напряжения, а значит, и число ступеней максимальных токовых защит. В результате время отключения сокращается на головных участках с 1,5–2 с



### **3. ВЫБОР МЕСТ УСТАНОВКИ И ТИПОВ ЗАЩИТ**

#### **3.1. Защита одиночных линий 35–110 кВ с односторонним питанием**

Защита одиночных линий 35–110 кВ с односторонним питанием от междуфазных коротких замыканий (к.з.) обычно осуществляется токовыми защитами со ступенчатым характером выдержек времени. На каждом участке защищаемой сети в общем случае предполагается установка трехступенчатой токовой защиты:

- первая ступень — отсечка без выдержки времени;
- вторая ступень — отсечка с выдержкой времени;
- третья ступень — максимальная токовая защита.

Ступени защиты целесообразно выполнять селективными.

#### **3.2. Защита параллельных линий с односторонним питанием**

Для параллельных линий с односторонним питанием при их совместной работе эффективно применять токовую направленную поперечную защиту [3]. Кроме того, на этих линиях должны быть установлены защиты, являющиеся основными в режиме работы одной линии.

#### **3.3. Защита линий 110 кВ с двухсторонним питанием**

Защиту линий 110 кВ с двухсторонним питанием от междуфазных к.з. целесообразно осуществлять с помощью дистанционных защит [4]. На каждом участке защищаемой сети с двух сторон обычно устанавливаются трехступенчатые дистанционные защиты, однако в ряде случаев возможна установка упрощенных защит, не содержащих отдельных ступеней.

#### **3.4. Защита линий в сетях с глухозаземленной нейтралью**

Для защиты линий в сетях с глухозаземленной нейтралью от к.з. на землю применяют токовые направленные и ненаправленные защиты нулевой последовательности со ступенчатыми характеристиками выдержки времени [5]. На каждом участке сети в общем случае предусматриваются трехступенчатые токовые защиты нулевой последовательности, содержащие отсечки без выдержки (ступень 1), с выдержкой времени (ступень 2) и чувствительную ступень токовой защиты нулевой последовательности.

### **3.5. Защита линий в сетях 10(6) кВ с изолированной нейтралью и с нейтралью, заземленной через дугогасительный реактор**

Линии в сетях 10(6) кВ с изолированной нейтралью и с нейтралью, заземленной через дугогасительный реактор, должны иметь защиту от многофазных замыканий в двухфазном исполнении (схема неполной звезды). Защиту следует включать в одни и те же фазы по всей сети этого напряжения для обеспечения отключения при двойных к.з. на землю только одного места повреждения. Защита может быть выполнена одно-, двух- или трехрелейной в зависимости от требований чувствительности и надежности.

На одиночных линиях 10(6) кВ с односторонним питанием от многофазных замыканий обычно устанавливается двухступенчатая токовая защита: первая ступень – токовая отсечка; вторая ступень – максимальная токовая защита с независимой или зависимой выдержкой времени.

Защита от однофазных замыканий на землю должна быть селективной, т.е. устанавливающей поврежденное направление, и действовать либо на сигнал, либо на отключение. Защита должна быть установлена на питающих элементах по всей сети.

### **3.6. Релейная защита кабельных линий 10(6) кВ**

Релейная защита кабельных линий 10(6) кВ со стороны источников питания от однофазных замыканий на землю выполняется групповой или индивидуальной, как правило, с действием на сигнал для указания оперативному дежурному персоналу направления дальнейшего поиска места к.з. Защита от многофазных к.з. со стороны источников имеет двухфазное исполнение и, как правило, выполняется двухрелейной. При наличии в питаемой сети трансформаторов со схемой соединения обмоток  $\Delta/Y-11$  применяется трехрелейная защита. В последнем случае повышается чувствительность защиты к двухфазным к.з. за трансформаторами [6]. Однорелейные схемы сейчас не применяются. Защита от многофазных к.з. обычно одноступенчатая максимальная токовая. Токовые отсечки применяются только на нереактивных линиях. Максимальная токовая защита выполняется с независимой или зависимой характеристикой выдержки времени. В первом случае применяются реле тока типа РТ-40 и реле времени РВ, а во

втором реле тока РТ-80 или РТВ [7]. Для защиты кабельных линий, отходящих от крупных подстанций или электростанций, все шире применяются многофункциональные устройства на интегральных микросхемах типа ЯРЭ-2201 [8] и микропроцессорные комплекты [9].

На приемных концах параллельно работающих кабельных линий устанавливаются токовые направленные защиты или поперечные дифференциальные. Первые удобнее в эксплуатации и не препятствуют увеличению числа параллельно работающих линий. На параллельных линиях, питающих подстанции с синхронными двигателями, для ускорения отключения к.з. иногда дополнительно используются защиты с контролем направления мощности.

### **3.7. Релейная защита токопроводов**

Релейная защита токопроводов в зависимости от их протяженности и конструкции, от схемы включения и параметров реакторов ответвлений может иметь различные варианты реализации. При относительно небольшой протяженности она выполняется в виде селективных токовых отсечек, отстроенных от к.з. за реакторами ответвлений и максимальных токовых защит без пуска или с пуском по напряжению. На реактированных ответвлениях к подстанциям применяется максимальная токовая защита с трансформаторами тока, установленными до реактора для того, чтобы последний входил в защищаемую зону. Повышение чувствительности этой защиты может быть достигнуто путем подключения пусковых реле напряжения к трансформатору напряжения, установленному на щитах подстанций, т.е. за реактором. При повреждении самого реактора к.з. должно ликвидироваться отключением головного выключателя токопровода. В случаях, когда максимальная токовая защита токопровода не обладает достаточной чувствительностью к к.з. за реакторами ответвлений, следует использовать передачу отключающего импульса от максимальных защит каждого из ответвлений на отключение головного выключателя.

В тех случаях, когда параметры токопровода и реакторов ответвлений не позволяют выполнить достаточно чувствительную токовую отсечку, применяются дистанционная либо продольная дифференциальная защиты, обладающие высоким быстродействием. При параллельной работе токопроводов могут использоваться дифференциальные или максимальные направленные защиты [10].

### 3.8. Защита силовых трансформаторов

Защита силовых трансформаторов должна срабатывать при возникновении повреждений и ненормальных режимов следующих видов:

- при многофазных замыканиях в обмотках и на выводах;
- при межвитковых замыканиях обмоток одной фазы и замыканиях на землю;
- при внешних к.з.;
- при недопустимых перегрузках;
- при недопустимом снижении уровня масла.

Принципы и схемы выполнения защит силовых трансформаторов, отвечающие требованиям “ПУЭ”, изложены в работах [6, 10–14].

К числу наиболее распространенных защит относятся токовые отсечки (в том числе дифференциальные); максимальные токовые защиты с пуском по напряжению и без него; дифференциальные (продольные) токовые защиты с торможением и без него; газовая защита.

Трансформаторы малой мощности до 750 кВ·А при напряжении 10 кВ и до 3200 кВ·А при напряжении 35 кВ тупиковых и цеховых подстанций могут защищаться от внутренних к.з. с помощью предохранителей. Однако в этом случае из-за нестабильности защитных характеристик последних возможны сложности согласования с защитами смежных участков и недопустимые задержки отключения.

Релейную токовую защиту трансформаторов обычно выполняют двухступенчатой. Первой ступенью защиты является токовая отсечка, значение тока срабатывания которой выбирается выше максимального значения тока к.з. за трансформатором. Вторая ступень — это максимальная токовая защита, выдержка времени которой согласована с выдержками времени защит отходящих присоединений.

Для повышения чувствительности МТЗ дополняется *пуском по напряжению* от реле напряжения обратной последовательности (при несимметричных к.з.) или от реле минимального напряжения (при симметричных к.з.). Ток срабатывания МТЗ при этом выбирается по условию отстройки от номинального тока, а не от тока самозапуска электродвигателей, питаемых трансформатором, что и обеспечивает повышение чувствительности защиты.

Дифференциальная токовая защита является основной быстродействующей защитой трансформаторов с обмоткой высшего напряжения

более 3 кВ от к.з. на выводах и от внутренних повреждений. В соответствии с ПУЭ [1] продольная дифференциальная защита без выдержки времени должна устанавливаться на трансформаторах мощностью 6,3 МВ·А и на трансформаторах меньшей мощности (но не менее 1 МВ·А), если токовая отсечка не удовлетворяет требованиям чувствительности, а максимальная токовая защита имеет выдержку времени более 0,5 с.

Для повышения чувствительности продольных дифференциальных защит к внутренним к.з. широко применяется принцип *торможения* [6]. Для этого дифференциальное реле снабжается дополнительной тормозной обмоткой, МДС которой приводит к существенному увеличению тока срабатывания при к.з. вне трансформатора и к незначительному при к.з. в защищаемой зоне. Таким образом, появляется возможность повышения чувствительности к внутренним к.з. с одновременной отстройкой от внешних.

Газовая защита трансформаторов предназначена для отключения питания трансформатора при повреждениях внутри бака с маслом, в который помещены обмотки. При перегреве обмоток или при возникновении электрической дуги в результате к.з. начинается разложение масла с интенсивным выделением газа. В результате потоки масла устремляются в расширитель, воздействуя при этом на первичные преобразователи газового реле, по сигналу которого происходит отключение трансформатора. Трансформаторы мощностью 1 МВ·А и более поставляются комплектно с газовой защитой.

### **3.9. Защита электродвигателей**

Защита электродвигателей с напряжением питания 10(6) кВ должна обеспечивать отключение двигателей при многофазных к.з. в обмотке статора, при однофазных к.з. на землю, при недопустимых перегрузках, а также предотвращать переход синхронных двигателей в асинхронный режим. Кроме того, в ряде случаев предусматривается защита от потери питания.

Для защиты двигателей от многофазных к.з. при мощности менее 2 МВт и отсутствии плавких предохранителей должна использоваться токовая однорелейная отсечка без выдержки времени, отстроенная от пусковых токов с реле прямого или косвенного действия. Для двигателей мощностью 2 МВт и более при наличии защиты от однофазных

замыканий на землю предусматривается токовая двухрелейная отсечка без выдержки времени, также с отстройкой от пусковых токов. Если электродвигатели указанной мощности не имеют защиты от замыканий на землю, то токовая отсечка выполняется трехрелейной с тремя трансформаторами тока по схеме полной звезды.

Для двигателей мощностью 5 МВт и более обязательна установка дифференциальной защиты.

Защита двигателей от однофазных к.з. обмотки статора на землю устанавливается на двигателях мощностью менее 2 МВт, если ток к.з. выше 10 А, а на более мощных двигателях — если ток к.з. выше 5 А. Защита выполняется с помощью токового реле, подключенного через фильтр токов нулевой последовательности [10, 15].

Защита от перегрузки асинхронных двигателей (АД) с напряжением ниже 1000 В выполняется токовой или температурной, реагирующей на перегрев обмотки. Для АД с напряжением выше 1000 В температурная защита практически не используется из-за недостаточной надежности. В этих случаях применяется защита на основе одного индукционного реле серии РТ-80, включаемого на разность токов фаз А и С [16].

Защита синхронных двигателей (СД) от асинхронного режима и перегрузки с помощью реле, реагирующего на увеличение тока в обмотках статора, обычно используется для двигателей с постоянной или плавно изменяющейся нагрузкой. При резкопеременной нагрузке применяют защиту, реагирующую на появление переменной составляющей тока роторной обмотки. Для этого реле подключается через трансформатор тока в цепи возбуждения. Однако такая защита не обладает селективностью и чувствительностью. Лучшие результаты дает использование защиты, реагирующей на изменение фазового сдвига между током в статорной обмотке и напряжением на ней [17]. В нормальном режиме ток опережает напряжение, а при переходе в асинхронный режим либо отстает, либо его фаза начинает периодически изменяться.

Защита от потери питания устанавливается на электродвигателях в тех случаях, когда по тем или иным причинам самозапуск недопустим или не может быть обеспечен для всех электродвигателей одновременно. При этом чаще других используется двухступенчатая минимальная защита по напряжению. Выдержка времени первой ступени

выбирается из условия отстройки от быстродействующих защит многофазных к.з. и обычно составляет от 0,5 до 1,5 с. Уставка по напряжению обычно выбирается равной 70 % от номинального значения, что обеспечивает первоочередной самозапуск двигателей, длительная остановка которых недопустима. Выдержка времени второй ступени лежит в диапазоне 5–10 с. Уставка по напряжению – 50 % от номинального. Для защиты двигателей с напряжением питания менее 1000 В применяются контакторы с удерживающей обмоткой, подключенной к силовой сети. Контактор отключает двигатель, если напряжение в сети снижается до уровня 40–50 % от номинального.

#### 4. ВЫБОР И РАСЧЕТ СЕЧЕНИЙ ПРОВОДОВ И КАБЕЛЕЙ

В простейшем случае выбор сечений проводов и кабелей производится с использованием таблицы экономической плотности тока (табл. П.2) и формулы  $F = I/j_{\text{ЭК}}$ , где  $I$  – расчетный ток линии, А;  $j_{\text{ЭК}}$  – рекомендуемая экономическая плотность тока. Выбирается ближайшее стандартное сечение, превышающее результат расчета.

Однако выбор проводов и кабелей таким способом не соответствует минимуму приведенных затрат. Графики зависимостей приведенных затрат от силы тока в линии  $Z = f(I)$  для стандартных сечений представляют собой серию пересекающихся параболических кривых. Абсциссы точек пересечения этих графиков соответствуют значениям силы тока  $I$ , при которых целесообразен переход от одного сечения к другому, т.е. определяют границы экономических интервалов сечений. С использованием зависимостей  $Z = f(I)$  построены номограммы экономических интервалов для линий электропередачи различных напряжений и исполнений. Эти номограммы, а также данные табл. П.3 и графики рис. П.1 и рис. П.2 обычно используют для определения сечений проводов и кабелей. В приложении на рис. П.3 – П.8 приведены номограммы для ряда воздушных и кабельных линий. Для выбора сечений кабелей можно воспользоваться данными табл. П.4 и П.5. При этом длительно допустимое значение силы тока  $I_{\text{доп}}$  определяется выражением  $I_{\text{доп}} = I_{\text{расч}}/K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{сн}}$ , где  $I_{\text{расч}} = S_{\text{нагр}}/\sqrt{3}U_{\text{ном}}$ ;  $K_{\text{пер}}$  – коэффициент допустимой перегрузки (табл. П.6);  $K_{\text{сн}}$  – коэффициент снижения (табл. П.7).

## 5. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЙ

Расчет токов к.з. необходим для правильного выбора элементов и настроек устройств релейной защиты и автоматики систем электроснабжения, для проверки чувствительности защиты в зоне действия и отстроенности защиты от к.з. вне этой зоны. В электроустановках переменного тока напряжением выше 1000 В расчет токов к.з. должен проводиться в соответствии с ГОСТ [19].

Для расчета токов трехфазных к.з. целесообразно воспользоваться схемой замещения прямой последовательности. Составление такой схемы заключается в замене элементов сети на исходной схеме их сопротивлениями для токов прямой последовательности и выборе расчетных точек к.з. Сопротивления всех элементов определяются в омах по формулам табл. 1. При этом за расчетные принимаются следующие средние значения напряжений  $U_{\text{ср.ном}}$ : 3,15; 6,3; 10,5; 37; 115; 230; 340; 515; 770; 1150 кВ.

Таблица 1

Наименование элемента	Формула для расчета сопротивления
Воздушная или кабельная линия	$X_{\text{л}} = X_{1\text{км}} \cdot L_{\text{км}}$ $R_{\text{л}} = R_{1\text{км}} \cdot L_{\text{км}}$
Трансформатор	$X_{\text{тр}} = \frac{U_{\text{к}} \% \cdot U_{\text{ср.ном}}^2}{100 \cdot S_{\text{тр.ном}}}$
Реактор	$X_{\text{р}} = \frac{X \% \cdot U_{\text{ср.ном}}}{100 \cdot \sqrt{3} I_{\text{р.ном}}}$
Любая обобщенная нагрузка, синхронная или асинхронная машина	$X'' = \frac{X \% \cdot U_{\text{ср.ном}}^2}{S_{\text{ном}}}$
Система: а) при известном токе к.з.;  б) при известной мощности к.з.	$X_{\text{с}} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3} I''_{\text{к.з}}}$ $X_{\text{с}} = \frac{U_{\text{ср.ном}}^2}{S_{\text{к.з}}}$

Для выбора защит необходимо рассчитать токи трехфазных к.з. в определенных характерных точках. На каждой линии намечается, как минимум, три расчетные точки – в начале, середине и конце, что по-



зволяет при выборе защит построить кривую изменения первичного тока в защите при перемещении точки к.з. вдоль линии. Если на линии есть ответвление, к которому подключается подстанция, то допустимо разделить линию на части в соответствии с местоположением ответвления. К расчетным точкам относят также шины подстанций, стороны высшего и низшего напряжений трансформаторов.

Погонные активные и индуктивные сопротивления проводов и кабелей приведены в табл. П.8 и П.9.

В современных энергосистемах токи при несимметричных к.з. и замыканиях на землю иногда превышают токи трехфазных к.з. В связи с этим возникает необходимость расчета эквивалентных схем обратной и нулевой последовательностей.

Схема обратной последовательности аналогична схеме прямой последовательности, за исключением сопротивлений синхронных и асинхронных машин. Для генераторов обычно принимают  $X_2 = 1,22X_d''$ , для нагрузки –  $X_{2н} = 0,35X_{1н}$ .

Схема нулевой последовательности сильно отличается от схемы прямой последовательности. В эту схему входят сопротивления нулевой последовательности линий и сопротивления трансформаторов с соединением обмоток “звезда-треугольник”, нейтрали которых заземлены, а также автотрансформаторов. В табл. 2 даны сопротивления нулевой последовательности ряда элементов, выраженные через сопротивления прямой последовательности.

Таблица 2

Элементы схемы	Сопротивление нулевой последовательности $X_0$
Одноцепная ВЛ: а) без тросов; б) со стальными тросами	$3,5X_1$ $3,0X_1$
Двухцепная ВЛ: а) без тросов; б) со стальными тросами	$5,5X_1$ $4,7X_1$
Трехжильные кабели	$(3,5 - 4,6)X_1$
Трансформаторы: а) двухобмоточные ( $Y_0/\Delta$ ); б) трехстержневой ( $Y_0/Y$ )	$X_1$ $0,5 \cdot X_1 + X_{\mu 0}$

## 6. ПРИМЕРЫ ВЫБОРА СЕЧЕНИЙ ПРОВОДОВ И КАБЕЛЕЙ

### 6.1. Выбор сечений проводов ВЛ 110 кВ

Исходные данные: напряжение  $U_H = 110$  кВ; максимальный ток  $I_{\max} = 100$  А; количество часов использования максимума  $T_{\max} = 5000$  ч/год; нормативный коэффициент эффективности введения линии в строй  $E_H = 0,15$ ; климатическая зона — центр России; тип опор — стальные, одноцепные. Для выбора сечения проводов применим метод *экономических интервалов*. Во-первых, по табл. П.3 находим нормативный коэффициент амортизации  $p_a = 0,024$ .

Далее, используя график рис. П.1, по заданному значению  $T_{\max} = 5000$  ч/год находим значение времени потерь  $T = 3000$  ч/год.

С учетом климатической зоны по графику зависимости  $C_3 = f(\tau)$  (рис. П.2) определяем удельную стоимость потерь энергии  $C_3 \approx 2,35$  руб/кВт·ч.

Вычисляем значение:

$$\sqrt{\sigma} = \sqrt{\frac{E_H + p_a}{\tau C_3}} = \sqrt{\frac{0,15 + 0,024}{3000 \cdot 2,35}} = 4,96 \cdot 10^{-3} \left( \frac{\text{кВт}}{\text{руб}} \right)^{1/2}.$$

На рис. П.5 по значениям  $I_{\max} = 100$  А и  $\sqrt{\sigma} = 4,96 \cdot 10^{-3} \left( \frac{\text{кВт}}{\text{руб}} \right)^{1/2}$  находим точку  $N_1$ , попадающую в зону экономического сечения  $F_{\text{ЭК}} = 150$  мм<sup>2</sup>.

### 6.2. Выбор сечения жил трехфазного кабеля КЛ 10 кВ

Исходные данные: напряжение  $U_H = 10$  кВ; мощность нагрузки  $S_{\text{нагр}} = 2000$  кВ·А, материал жил — алюминий; тип линии — одиночный кабель в траншее. Определяем длительно допустимую токовую нагрузку

$$I_{\text{доп}} = I_{\text{расч}} / (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{сн}}),$$

где  $I_{\text{расч}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{\sqrt{3}U_H} = \frac{2000}{\sqrt{3} \cdot 10} \approx 116$  А, значение коэффициента перегрузки и коэффициента снижения находим в табл. П.6 и П.7:  $K_{\text{пер}} = 1,3$ ;  $K_{\text{сн}} = 1$ . Таким образом,  $I_{\text{доп}} = 89$  А.

Далее по табл. П.5 для ближайшего большего тока длительно допустимой нагрузки (90 А) находим рекомендуемую *площадь поперечного сечения жилы кабеля* – 25 мм<sup>2</sup>.

## 7. ПРИМЕРЫ РАСЧЕТА РЕЛЕЙНЫХ ЗАЩИТ

### 7.1. Расчет максимальной токовой защиты ВЛ 10 кВ

Исходными данными для расчета МТЗ являются схема линии и следующие основные параметры:

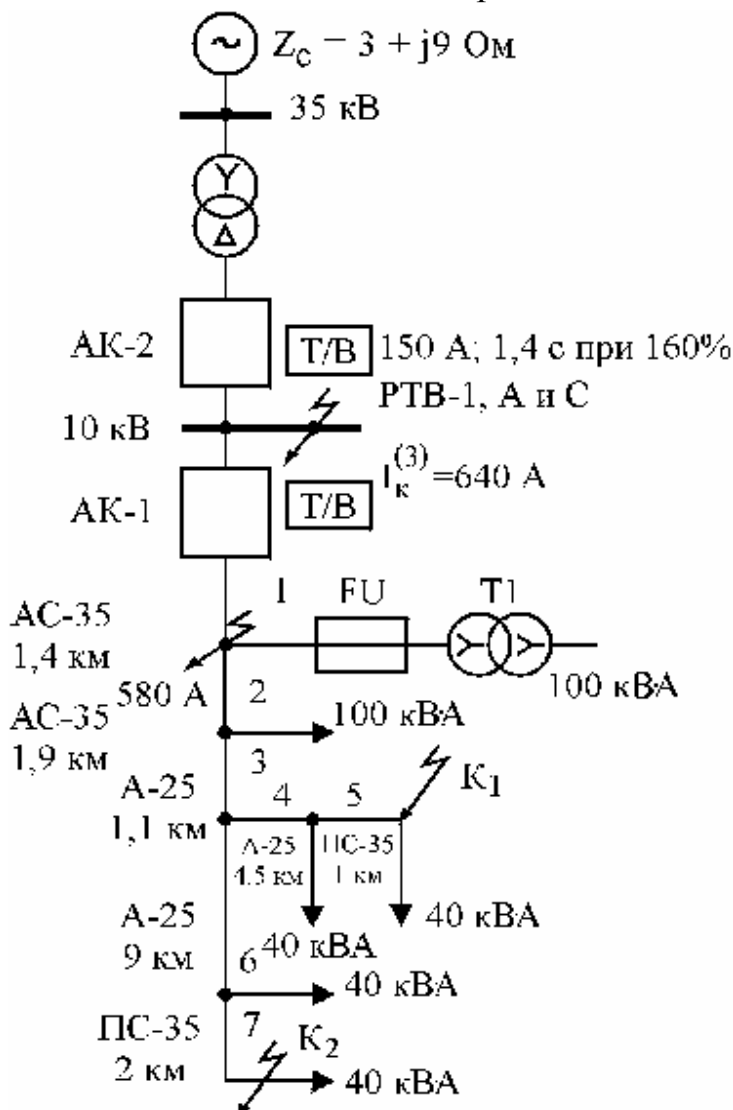


Рис. 4. Схема электрической сети

питающей энергосистемы  $Z_c$ ; длина и тип проводов основной линии и ответвлений; параметры трансформаторов; тип и характеристики существующей токовой защиты. Исходные данные примера приведены на рис. 4. Расчет ведется для МТЗ АК-1, установленной в начале линии ВЛ 10 кВ.

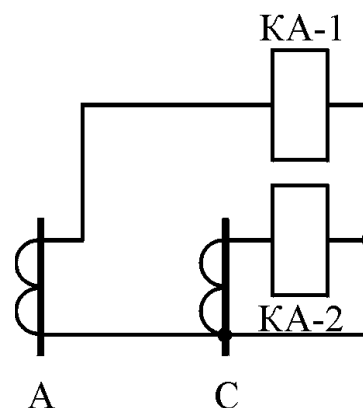


Рис. 5. Схема включения генератора тока

Существующей защитой является МТЗ АК-2 питающего трансформатора 35/10 кВ. Эта защита выполнена по двухрелейной схеме на реле пря-

мого действия типа РТВ-1 (рис. 5). Защиту АК-1 целесообразно выполнить по такой же схеме. Для силовых трансформаторов на рис. 4 указаны только номинальные мощности, поскольку значения номинальных напряжений к.з. являются стандартными или близки к ним.

Расчет ведется в следующем порядке. В первую очередь выбирают расчетные точки к.з., электрически наиболее удаленные от питающей подстанции. Такими для данной линии являются точки К<sub>1</sub> и К<sub>2</sub>. Затем для расчетов токов к.з. определяют сопротивления участков линии. Необходимые для этого значения удельных сопротивлений проводов берутся из таблиц П.9 и П.10. Результаты расчетов сопротивлений сводятся в соответствующую таблицу (табл. 3).

Таблица 3

Определение сопротивлений участков ВЛ 10 кВ

Участки линии	Длина, км.	Марка провода	Значение сопротивления					
			$r_{уд},$ Ом/км	$X_{в.уд},$ Ом/км	$X_{н.уд},$ Ом	$X_{в.уд} + X_{н.уд},$ Ом	$r,$ Ом	$X_{в} + X_{н},$ Ом
1	1,4	АС-35	0,77	-	0,4	0,4	1,1	0,6
2	1,9	АС-35	0,77	-	0,4	0,4	1,5	0,8
3	1,1	АС-25	1,146	-	0,4	0,4	1,3	0,4
4	4,5	А-25	1,14	-	0,4	0,4	5,1	1,8
5	1,0	ПС-25	6,2	1,4	0,4	1,8	6,2	1,8
6	9,0	АС-25	1,146	-	0,4	0,4	10,2	3,6
7	2,0	ПС-35	4,5	1,2	0,4	1,6	9,0	3,2

Вычисляются суммарные сопротивления до расчетных точек к.з.:

$$r_{K_1} = 3 + 1,1 + 1,5 + 1,3 + 5,1 + 6,2 = 18,2 \text{ Ом};$$

$$X_{K_1} = 9 + 0,6 + 0,8 + 0,4 + 1,8 + 1,8 = 14,4 \text{ Ом};$$

$$z_{K_1} = \sqrt{29,5^2 + 18,4^2} = 23,3 \text{ Ом}.$$

Ток при трехфазном к.з. в точке К<sub>1</sub> определяется формулой  $I_{K_1}^{(3)} = \frac{E_c}{\sqrt{3}Z_{K_1}}$  где  $E_c$  — ЭДС энергосистемы (принимается равной среднему напряжению сети  $U_{ср.ном} = 10500 \text{ В}$ ). Аналогично рассчитывается

ток трехфазного к.з. в точке  $K_2$ . Результаты расчетов:  $I_{K_1}^{(3)} = 260 \text{ А}$ ;  
 $I_{K_2}^{(3)} = 193 \text{ А}$ .

На следующем этапе вычисляют ток срабатывания максимальной токовой защиты по формуле

$$I_{с.з} \geq \frac{K_H K_{сзп}}{K_B} I_{\text{раб.мах}}, \quad (1)$$

где  $K_H$  – коэффициент надежности (учитывает разброс значений токов срабатывания реле),  $K_B$  – коэффициент возврата реле;  $K_{сзп}$  – коэффициент самозапуска,  $I_{\text{раб.мах}}$  – максимальный рабочий ток.

Значения  $K_H$  лежат в диапазоне 1,1–1,2 для реле типа РТ-40, РТ-80 или 1,2–1,4 для реле типа РТВ;  $K_B$  принимает значения 0,8–0,85 для реле типа РТ-40, РТ-80 или 0,6–0,7 для реле типа РТВ.

Коэффициент самозапуска определяется долей электродвигателей в суммарной нагрузке и их типами. Для бытовой нагрузки  $K_{сзп} \approx 1,2–1,3$ ; для промышленной нагрузки преимущественно с двигателями напряжением 0,4 кВ  $K_{сзп} \approx 2,0–3,0$ ; для промышленной нагрузки с высокой долей (более 50 %) двигателей 3–10 кВ –  $K_{сзп} \approx 3,5…5,0$ .

Максимальный рабочий ток линии определим как сумму номинальных токов всех трансформаторов, питающихся от защищаемой линии

$$I_{\text{раб.мах}} = \sum I_{\text{ном.тр}} = \frac{\sum S_{\text{ном.тр}}}{(\sqrt{3}U_{\text{ном}})} = \frac{(2 \cdot 100 + 4 \cdot 40)}{(\sqrt{3} \cdot 10)} = 20 \text{ А}.$$

Таким образом, при использовании реле типа РТВ-1, промышленной нагрузке без высоковольтных двигателей и с учетом формулы (1) ток срабатывания защиты определяется так:

$$I_{с.з} \geq \frac{1,3 \cdot 2,5 \cdot 20}{0,65} = 100 \text{ А}.$$

Далее рассчитываем ток срабатывания реле РТВ-1 по формуле

$$I_{с.р} = \frac{I_{с.з} K_{сх}}{K_T},$$

где  $K_{сх}$  — коэффициент схемы при симметричном режиме;  $K_T$  — коэффициент трансформации трансформатора тока.

Коэффициент схемы показывает, во сколько раз ток в реле защиты больше, чем вторичный ток трансформатора тока. Для схем соединения трансформаторов тока в звезду  $K_{сх}^{(3)} = 1$ , для схем “треугольник” и при работе на разность двух токов  $K_{сх}^{(3)} = \sqrt{3}$ .

Коэффициент трансформации  $K_T$  принимаем равным  $K_T = 50/5$  (трансформатор типа ТПЛ-10). Таким образом, ток срабатывания реле  $I_{с.р} = 100 \cdot 1/10 = 10$  А. На реле РТВ-1 такая уставка может быть выполнена (табл. П.11).

На следующем этапе необходимо проверить, достаточна ли чувствительность защиты. Ответ на этот вопрос дает расчет коэффициента чувствительности

$$K_{ч} = \frac{I_{к \min}^{(2)}}{I_{с.з}}$$

где  $I_{к \min}^{(2)}$  – минимальное значение тока при двухфазном к.з. в конце защищаемого участка.

При  $K_{ч} \geq 1,5$  чувствительность защиты достаточна. Если  $K_{ч} < 1,5$ , то необходимо либо применить более совершенную защиту (например, дистанционную), либо уменьшить зону защиты (путем секционирования линии).

В нашем случае расчет производим для точки  $K_2$  (с наименьшим током к.з.):

$$I_{к \min}^{(2)} = 0,865 I_{K_2}^{(3)} = 0,865 \cdot 193 \approx 170 \text{ А};$$

$$K_{ч} = 170 / 100 = 1,7.$$

Таким образом, чувствительность защиты достаточно высокая. Далее вычисляется коэффициент чувствительности в зоне резервирования, т.е. при к.з. на шинах низшего напряжения трансформаторов ответвлений. Выбираем ближайший трансформатор мощностью 100 кВ·А и определяем ток через защиту при к.з. за этим трансформатором. Сопротивление трансформатора вычисляется по формуле, приведенной в табл. 1:

$$X_{тр} = \frac{4,0}{100} \frac{(10 \cdot 10^3)^2}{100 \cdot 10^3} \approx 40 \text{ Ом.}$$

Токи трехфазного и двухфазного к.з. за трансформатором соответственно равны  $I_{\text{к}}^{(3)} = 152 \text{ А}$ ;  $I_{\text{к min}}^{(2)} = 0,865 \cdot 152 \approx 131 \text{ А}$ . Коэффициент чувствительности  $K_{\text{ч.рез}} = \frac{131}{100} = 1,31$ . Это значение превышает норматив 1,2 [2]. Аналогично определяются коэффициенты чувствительности для к.з. за трансформаторами других ответвлений. При этом надо учесть, что ПУЭ [1] допускают нечувствительность максимальной токовой защиты к к.з. за удаленными маломощными трансформаторами.

На следующем этапе выбираются время срабатывания и характеристика реле РТВ. Они должны быть согласованы по току и времени с параметрами срабатывания защитных устройств последующих и предшествующих элементов. Предыдущим элементом является трансформатор Т1 на 100 кВ·А. Его защита в соответствии с [20; 21] осуществляется плавкими предохранителями. Последующим элементом является трансформатор 35/10 кВ, его защищает МТЗ АК-2. Значения номинальных токов плавких предохранителей выбирают по табл. П.12. В нашем случае  $I_{\text{ном}} = 16 \text{ А}$ . Для защиты трансформатора Т1 возможно применение как предохранителей типа ПКТ (с кварцевым песком в качестве наполнителя), так и типа ПВТ (выхлопных).

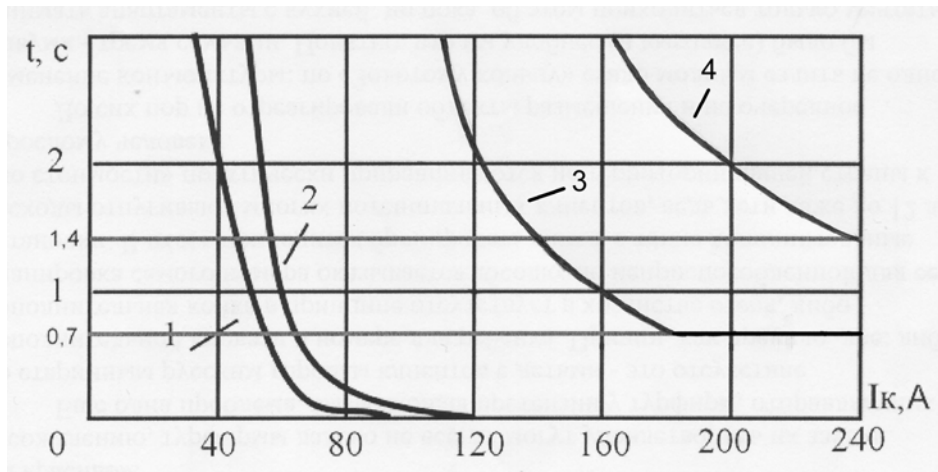


Рис. 6. Карта селективности

Допустим, что выбраны предохранители типа ПВТ – 10–16–1,6 (напряжение 10 кВ, номинальный ток 16 А, максимальный ток отключения 1,6 кА). Используя графики (рис. П.9), построим на карте селективности (рис. 6) типовую токовую характеристику предохранителя по точкам с координатами: 30 А — 5 с; 40 А — 2 с; 50 А — 1 с; 60 А — 0,6 с; 70 А — 0,4 с; 80 А — 0,3 с; 100 А — 0,22 с (график 1).

Смещая график типовой характеристики вправо на 20 %, получим предельную времятоковую характеристику (график 2) с координатами соответствующих точек: 36 А — 5 с; 48 А — 2 с; 60 А — 1 с; 72 А — 0,6 с; 84 А — 0,4 с; 96 А — 0,3 с; 120 А — 0,22 с.

Ток срабатывания МТЗ АК-1 должен превышать не менее, чем на 10 % ток плавления вставки предохранителя в начальной части (при  $t \geq 5$  с) предельной времятоковой характеристики. Для выбранного предохранителя  $t_{пл} = 5$  с соответствует ток 30 А (рис. П.9), что существенно ниже ранее вычисленного тока срабатывания защиты  $I_{с.з} = 100$  А.

Степень селективности 0,5...0,7 с между времятоковыми характеристиками защиты АК-1 и предохранителей желательнее обеспечить при всех значениях тока к.з. Степень селективности 0,7 с между существующей защитой АК-2 и защитой АК-1 должна быть обеспечена при максимальном токе к.з. в начале линии 1. В нашем случае этот ток практически равен току 640 А на шинах питающей подстанции. Рабочие точки защит АК-1 и АК-2, соответствующие этому значению тока, лежат на независимых частях времятоковых характеристик (см. рис. 6). Следовательно, для защиты АК-1 время срабатывания на независимой части характеристики определяется так:

$$t_{с.з1} \leq t_{с.з2} - \Delta t = 1,4 - 0,7 = 0,7 \text{ с.}$$

График времятоковой характеристики защиты АК-1 построим, используя односекундную характеристику реле РТВ-1 (рис. П.11,а). Для этого на графике последней определим значения абсциссы  $K = I_p / I_{с.р}$  для нескольких значений  $t_{с.з} \geq 0,7$  с, а затем вычислим значения токов к.з. по формуле  $I_k = KI_{с.р} \cdot K_{Ta} / (100 K_{сх})$ , где в нашем примере  $I_{с.р} = 10$  А;  $K_{Ta} = 10$ ;  $K_{сх} = 1$ .

Результаты вычислений сводим в табл. 4 и строим соответствующий график на карте селективности (график 3).

Очевидно (см. график селективности), что при токах к.з. в диапазоне 120–160 А требуемая степень селективности обеспечивается.

Таблица 4

$K, \%$	180	160	140	125	114	105
$t_{с.з.}, \text{ с}$	0,7	1	1,5	2	4	6
$I_k, \text{ А}$	180	160	140	125	114	105



На следующем этапе проводим проверку правильности выбора времени срабатывания МТЗ по термической стойкости проводов защищаемой линии. За основу принимаем формулу

$$S_{\min} = \frac{I_{\text{к}}}{C} \sqrt{t_{\text{отк}}},$$

где  $S_{\min}$  — минимально допустимое сечение проводов,  $\text{мм}^2$ ;  $t_{\text{отк}}$  — время от начала к.з. до отключения линии.

Значение постоянной  $C$  для проводов с тяжением менее 1 даН/ $\text{мм}^2$  равно 91; с тяжением более 1 даН/ $\text{мм}^2$  — 69,5 [23; 24]. Для рассматриваемого примера

$$t_{\text{отк}} = t_{\text{с.з1}} + t_{\text{о.в}},$$

где  $t_{\text{с.з1}} = 0,7$  с — время срабатывания защиты;  $t_{\text{о.в}} = 0,1$  — время отключения выключателя.

Таким образом,  $S_{\min} = (640/69,5) \cdot \sqrt{0,8} \approx 8,2 \text{ мм}^2$ , что меньше, чем у провода АС-35, принятого в примере на участках 1 и 2.

На следующем этапе проводится расчет трансформаторов тока (Т.Т.), целью которого является проверка выполнения следующих трех условий:

1. Полная ( $\varepsilon$ ) или токовая ( $f$ ) погрешность Т.Т., как правило, не должна превышать 10 %;
2. Замыкание контактов реле тока должно быть надежным, без вибрации, даже при к.з. в начале защищаемой зоны, когда токовая погрешность несколько выше 10 %;
3. Напряжение на выводах вторичной обмотки Т.Т. при к.з. в начале защищаемой зоны не должно превышать значений, при которых обеспечивается прочность изоляции.

Проверка на 10 %-ю погрешность проводится по кривым предельной кратности [22], которые для Т.Т. типа ТПЛ-10 приведены на рис. П.13. Для реле РТВ-1 значения расчетного тока  $I_{1\text{расч}}$  выбираются в среднем на 60 % выше тока срабатывания защиты  $I_{\text{с.з}}$ . Расчет предельной кратности производится по формуле:

$$K_{10} = I_{1\text{расч}} / I_{1\text{ном.Т.Т.}}$$

В нашем случае  $K_{10} = 1,6 \cdot 100/50 = 3,2$ . Этому значению на кривой предельной кратности (рис. П.13, кривая 1) соответствует максималь-

ное допустимое сопротивление нагрузки  $Z_{н.доп} \approx 3,2$  Ом. Расчетное сопротивление нагрузки определяется для двухрелейной двухфазной схемы (см. табл. П.13) по формуле

$$Z_{н.расч} = 2r_{пр} + Z_p + r_{пер}.$$

Сопротивление реле  $Z_p$  для РТВ-1 при втянутом якоре и уставке 5 А рассчитывается по выражению  $Z_p = S/I^2$ , где  $S$  — мощность, потребляемая реле;  $I$  — токовая уставка. Таким образом,  $Z_p = 280/5^2 = 2,8$  Ом. Сопротивление проводов ( $Z_{пр}$ ) можно не учитывать, т.к. реле РТВ устанавливаются (как и все другие реле комплектных распределительных устройств типа КРУ, КРУН, КСО и т.д.) непосредственно у трансформаторов тока. Переходное сопротивление контактов ( $r_{пер}$ ) обычно принимают равным 0,1 Ом.

Итак,  $Z_{н.расч} = 2,8 + 0,1 = 2,9$  Ом, что меньше  $Z_{н.доп} \approx 3,2$  Ом, следовательно, полная погрешность Т.Т. меньше 10 %.

Проверка надежности замыкания контактов в силу конструктивных особенностей реле РТВ-1 не проводится [7].

Напряжение на выходах вторичной обмотки при к.з. в начале защищаемого участка определяется по формуле

$$U_{2max} = \sqrt{2}K_{max} I_{2ном} Z_{н.расч},$$

где  $K_{max}$  — максимальная кратность тока при к.з. в начале участка защиты;  $I_{2ном}$  — номинальный вторичный ток трансформатора тока (обычно 5 А).

В нашем случае  $K_{max} = I_{1кmax} / I_{1ном}$ ;  $K_{Та} = 640/50 = 12,8$ ;  
 $U_{2max} = \sqrt{2} \cdot 12,8 \cdot 5 \cdot 2,9 \approx 263$  В.

Полученное значение существенно ниже предельно допустимого значения  $\sqrt{2} \cdot 1000$  В [1].

На этом расчет защиты завершается. Результаты расчета оформляются в виде задания на наладку защиты. В задании указывается наименование линии, номер проектной схемы защиты, тип и коэффициент трансформации Т.Т., тип реле, выбранные уставки защиты, максимальный вторичный ток к.з. через защиту. Для реле с зависимой характеристикой дополнительно указывается, при каком токе реле должно срабатывать с заданным временем (например, 0,7 с при 160 %

$I_{2\text{с.р}}$ ). Для защит, которые согласовываются с предохранителями 6 и 10 кВ, важно проверить, что при токе срабатывания время действия защиты составляет менее 5 с.

## 7.2. Расчет МТЗ с независимой характеристикой выдержки времени

Исходные данные для этого расчета те же, что и в примере 7.1. Принципиальная схема защиты приведена на рис. 7. Выбрана двухфазная двухрелейная защита с реле тока типа РТ-40, реле времени типа РВМ-12 и промежуточными реле типа РП-341 на переменном оперативном токе (схема с дешунтированием электромагнитов отключения УАТ1 и УАТ2).

Токи срабатывания защиты и реле определяются так же, как в примере 7.1, с корректировкой на тип применяемого реле (РТ-40 вместо РТВ). Ток срабатывания защиты  $I_{\text{с.з}} = 90 \text{ А}$ , а ток срабатывания реле  $I_{\text{с.р}} = 9 \text{ А}$ . Далее последовательность расчета следующая.

1. Проводится проверка чувствительности защиты с учетом действительной токовой погрешности трансформаторов тока после дешунтирования электромагнитов отключения УАТ-1 и УАТ-2. Коэффициент чувствительности определяется по выражению

$$K_{\text{ч.з}} = I_{\text{к.мин}}(1-f/100)/(K_{\text{в}} I_{\text{с.з}}),$$

где  $I_{\text{к.мин}}$  – минимальное значение тока при двухфазном к.з. в конце защищаемого участка, А;  $f$  – токовая погрешность трансформаторов тока при токе к.з., обеспечивающем надежное срабатывание защиты;  $I_{\text{с.з}}$  – ток срабатывания защиты;  $K_{\text{в}}$  – коэффициент возврата (для РТ-40  $K_{\text{в}}=0,8$ ). Для определения значения погрешности  $f$  воспользуемся графиком зависимости  $f=\varphi(A)$ , приведённым на рис. П.12. Обобщённый коэффициент  $A$  вычисляется по формуле

$$A = \frac{K_{\text{max}}}{K_{10\text{доп}}},$$

где  $K_{\text{max}}$  – это отношение максимального первичного тока при к.з. в начале защищаемой зоны к первичному номинальному току трансформатора тока. В нашем случае

$$K_{\text{max}} = \frac{I_{1\text{кmax}}}{I_{1\text{ном.Т.Т.}}} = \frac{640}{50} = 12,8.$$

Значение коэффициента  $K_{10\text{доп}}$  определяется по расчётному сопротивлению нагрузки с использованием кривой предельной кратности трансформатора тока (рис. П.13). В нашем случае расчётное сопротивление нагрузки включает в себя переходное сопротивление контактов, сопротивление проводов, обмоток реле тока, реле времени, промежуточного реле, а после дешунтирования также сопротивление обмотки электромагнита отключения (см. рис. 7). Сопротивление обмотки реле определяется по потребляемой мощности, которая указывается в каталогах и справочниках [7; 22], и соответствующему ей току:  $Z_p = S/I^2$ . В нашем случае для РТ-40  $Z_p = 0,5/7,5^2 = 0,01$  Ом; для РВМ-12 и РП341  $Z_p = 10/10^2 = 0,1$  Ом.

Сопротивление электромагнита отключения  $Z_p = 58/5^2 = 2,3$  Ом.

Переходное сопротивление контактов обычно принимают равным  $Z_{\text{пер}} = 0,1$  Ом. Сопротивление проводов можно определить по формуле  $Z_{\text{пр}} = \frac{\lambda}{\gamma s}$ , где  $\lambda$  – длина провода от трансформатора тока до реле, м;  $s$  – сечение провода, мм<sup>2</sup>;  $\gamma$  – удельная проводимость (для меди  $\gamma_{\text{мд}} = 57 \frac{\text{М}}{\text{Ом}\cdot\text{мм}^2}$ , для алюминия  $\gamma_{\text{ал}} = 34,5 \frac{\text{М}}{\text{Ом}\cdot\text{мм}^2}$ ). В рассматриваемом примере  $Z_{\text{пр}} = 0,06$  Ом. В соответствии с табл. П.13 для схемы “неполная звезда” и двухфазного к.з. расчётное сопротивление нагрузки в нашем случае равно:

$$Z_{\text{н.расч}} = 2 \cdot 0,06 + 0,01 + 2 \cdot 0,1 + 0,1 + 2,3 = 2,73 \text{ Ом.}$$

По графику 1 (рис. П. 13) находим значение  $K_{10\text{доп}}$ , соответствующее нагрузке 2,73 Ом, которое составляет приблизительно 3,7. Таким образом,  $A = 12,8/3,7 \approx 3,46$ , что по графику (рис. П.12) даёт значение погрешности  $f \approx 60$  %. В итоге определяем коэффициент чувствительности защиты (см. пример 7.1):

$$K_{\text{ч.з}} = 270(1 - 60/100)/0,8 \cdot 90 = 1,5,$$

т.е. необходимая чувствительность обеспечивается.

После подстановки числовых значений (см. пример 7.1) имеем  $K_{\text{max}} = I_{1\text{к max}}/I_{1\text{ном.Т.Т.}} = 640/50 = 12,8$ ;  $K_{10\text{доп}} = 13$ ;  $A = 21,3/13 = 1,6$ ;  $f = 30$  %;  $K_{\text{ч.з}} = 270(1 - 60/100)/0,8 \cdot 90 = 1,5$ , т.е. необходимая чувствительность обеспечивается.

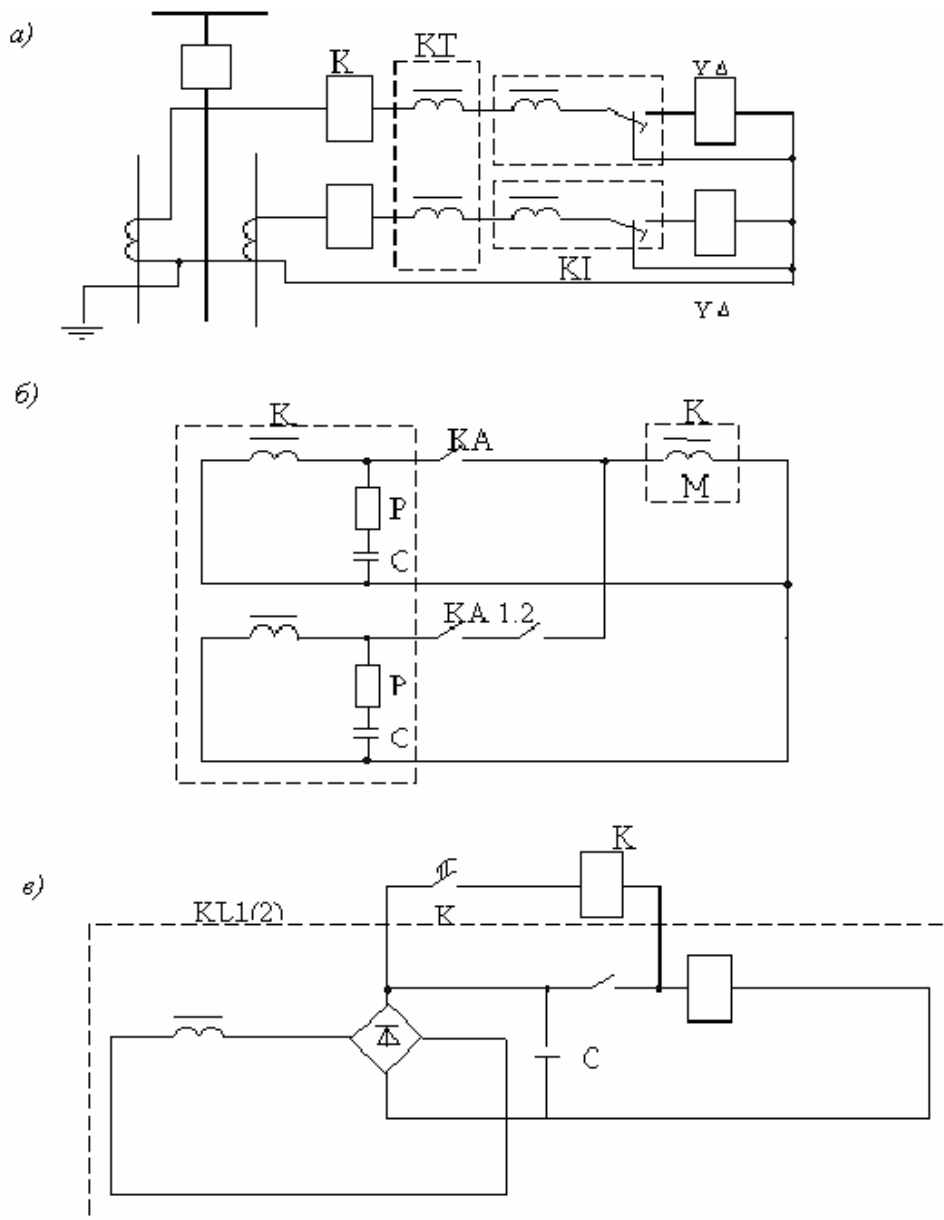


Рис. 7. Принципиальная схема МТЗ. Цепь переменного оперативного тока (а); цепь реле времени РВМ-12 (б); цепь промежуточных реле РП-341 (в)

2. Проводится проверка трансформаторов тока (Т.Т.) на 10 %-ю погрешность. Для этого используются кривые предельной кратности.

Расчетный ток выбирается на 10 % превышающим ток срабатывания защиты, т.е.  $I_{расч} = 1,1 I_{с.з.}$ . Коэффициент предельной кратности определяется по формуле:

$$K_{10} = \frac{I_{расч}}{I_{ном.Т.Т.}}$$

где  $I_{1\text{ном.Т.Т.}}$  – номинальный первичный ток трансформатора. В нашем случае  $K_{10}=1,1 \cdot 90/50=1,98$ . По графику кривой предельной кратности для трансформатора ТПЛ-10 (рис. П.13) этому значению  $K_{10}$  соответствует нагрузка трансформатора  $Z_{\text{н.доп}}=5,2$  Ом, что существенно больше расчётного значения  $Z_{\text{н.расч}}=2,73$  Ом. Следовательно, до и после дешунтирования электромагнита отключения погрешность трансформатора тока не превышает 10 %.

3. Проверка надежности работы контактов реле РТ-40 проводится в связи с тем, что при к.з. в начале защищаемой зоны резко повышается токовая погрешность и искажается форма кривой вторичного тока Т.Т. (становится несинусоидальной). Надежное замыкание контактов реле РТ-40 обеспечивается при токовой погрешности Т.Т.  $f \leq 60$  % [6]. Таким образом, надежное замыкание контактов обеспечено.

4. Расчет напряжения па выводах вторичной обмотки Т.Т. при к.з. в начале защищаемой зоны проводится так же, как в примере 7.1 для  $Z_{\text{н.расч}}=2,73$  Ом. В результате получаем  $U_{2\text{max}} \approx 248$  В, что существенно ниже допустимых  $\sqrt{2} \cdot 1000$  В [1].

5. Проверяется возможность использования реле РП-341 по условию, что максимальное значение дешунтируемого тока электромагнита отключения  $I_{2\text{к max}}$  не превышает допустимое значение 150 А [7].

$$\text{В нашем случае } I_{2\text{к max}} = \frac{I_{1\text{к max}} K_{\text{сх}}^3}{K_{\text{Тa}}} = 640/10 \approx 64 \text{ А, т.е. применение}$$

реле РП-341 возможно.

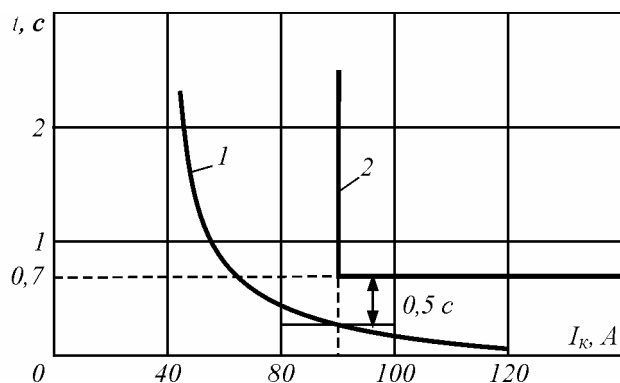


Рис. 8. Карта селективности

6. Выбирается время срабатывания защиты линии и производится согласование ее характеристики с характеристикой предохранителя мощного трансформатора на 100 кВ·А. На карте селективности (рис. 8) представлена предельная характеристика предохранителя ПВТ-10-16

(кривая 1). Характеристика защиты АК-1 подбирается таким образом,

чтобы при токе срабатывания  $I_{с.з}=90$  А обеспечивалась ступень селективности не менее 0,5 с по отношению к характеристике 1, при этом время срабатывания защиты АК-1 не должно превышать 0,7 с. Это необходимо, для обеспечения ступени селективности 0,7 с по отношению к существующей защите АК-2 с временем срабатывания 1,4 с. Характеристика 2 на карте селективности отвечает этим требованиям при токе  $I_{с.з}=90$  А.

### 7.3. Расчет МТЗ радиальной кабельной линии

Исходными данными для расчета МТЗ радиальной кабельной линии (КЛ) являются схема линии (рис. 9); ток к.з. на шинах 6 кВ ЦП-1 – 19 кА; мощность к.з. на шинах 6 кВ ЦП-1 – 206 МВ·А; длины и типы кабелей; параметры трансформаторов; тип реактора (РБА-6-300-5 %). Расчет ведется для МТЗ АК-3. Существующая защита АК-1 выполнена по двухфазной двухрелейной схеме с использованием реле типа РТ-80.

Эта защита имеет зависимую характеристику выдержки времени. Существующая защита АК-4 имеет независимую характеристику. Для защиты трансформаторов Т1–Т4 применяются предохранители типа ПКТ-6-80.

Защита АК-3, для которой проводится расчет, выполняется аналогично защите АК-1.

Расчет МТЗ проводится в такой последовательности.

1. Рассчитываются токи к.з. Для этого предварительно определяют сопротивления  $Z_K$  элементов контура тока к.з. Для нашего примера вычисляются сопротивления системы  $Z_c$ , сопротивление реактора LR и сопротивление кабеля до точки к.з.

Сопротивление системы определяют по заданному току к.з. или мощности к.з. на шинах ЦП 6 кВ (точка  $K_1$ ):

$$Z_c \approx X_c = 6300 / (\sqrt{3} \cdot 1900) \approx 0,192 \text{ Ом, или}$$

$$Z_c \approx X_c = 6,3^2 / 206 \approx 0,192 \text{ Ом.}$$

Сопротивление реактора типа РБА-6-300 – 5 % вычислим по его паспортным данным

$$X_p = \frac{X_p U_{ном}}{100 \sqrt{3} I_{ном}} = \frac{5 \cdot 6000}{100 \sqrt{3} \cdot 300} \approx 0,58 \text{ Ом.}$$





По условию  $I_{с.з} \geq \frac{K_{н.с} \cdot K_{сзп}}{K_{в}} \cdot I_{раб.мах}$  (см. пример 7.1).

Ток  $I_{раб.мах}$  принимаем равным длительно допустимому току кабеля (табл. П.5) 260 А. Считаем, что линия снабжает промышленную нагрузку с преобладанием асинхронных двигателей. Коэффициент возврата для реле типа РТ-81 [7]  $K_{в} = 0,8$ . Таким образом,  $I_{с.з} = 1,2 \cdot 1,85 \cdot 260 / 0,8 \approx 720$  А.

По условию  $I_{с.з} \geq \frac{K_{н.с}}{K_{р}} \cdot [\sum I_{с.з.пред} + \sum I_{раб.мах}]$ , где  $\sum I_{с.з.пред}$  – сумма токов срабатывания предыдущих МТЗ, установленных на параллельно работающим элементам, с которыми производится согласование;  $\sum I_{раб.мах}$  – сумма максимальных рабочих токов остальных параллельно работающих элементов подстанции;  $K_{н.с}$  – коэффициент надежности согласования (см. табл. П. 14);  $K_{р}$  – коэффициент токораспределения, при одном источнике питания равен 1.

В нашем примере  $K_{н.с} = 1,3$ ;  $K_{р} = 1$ ;  $\sum I_{с.з.пред} = I_{с.з1} = 360$  А.

Суммарный рабочий ток  $\sum I_{раб.мах} = 120$  А определяем как сумму номинальных токов двух пар трансформаторов Т1, Т2 и Т3, Т4, умноженную на коэффициент 0,7 (т.к. трансформаторы одной пары резервируют друг друга). Таким образом, по второму условию  $I_{с.з} \geq 624$  А. Принимаем  $I_{с.з} = 720$  А.

3. Вычисляем ток срабатывания реле АК-3 по формуле

$$I_{с.р} = I_{с.з} \cdot K_{сх}^{(3)} / K_{Та} \text{ (см. пример 7.1).}$$

В нашем случае  $I_{с.р} = 720 \cdot 1 / (400/5) = 9$  А такая уставка на реле РТ-81 имеется.

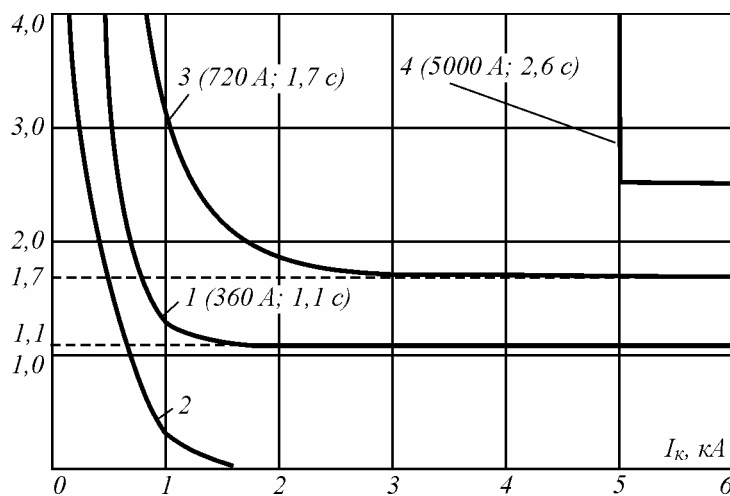
4. Определяем коэффициенты чувствительности. В основной зоне  $K_{ч.осн} = 0,865 \cdot 3500 / 720 = 4,2 > 1,5$ ; в зоне резервирования при к.з. на шинах 6 кВ РТП-2 (точка К<sub>4</sub>)  $K_{ч.рез} = 0,865 \cdot 2000 / 720 = 2,4 > 1,2$ .

При к.з. за трансформаторами Т1–Т4

$$K_{ч.рез} = 0,865 \cdot 710 / 720 = 0,85 < 1,2,$$

однако в соответствии с ПУЭ [1] резервировать к.з. за трансформаторами малой мощности необязательно.

5. Выбираем характеристику времени срабатывания защиты АК-3. Используя характеристики  $t_p = f(I_p/I_{c.p.})$ , приведенные на рис. П. 16, строим время-токовую характеристику (кривая 1) предыдущей защиты



АК-1 на реле РТ-80 (360 А; 1,1; 600 %). Ток  $I_k$ , откладываемый по горизонтальной оси на карте селективности (рис. 10), пересчитываем из абсциссы графиков на рис. П.14 по формуле

$$I_k = \frac{I_p}{I_{c.p.}} \cdot \frac{360}{100\%}$$

Рис. 10. Карта селективности

Далее строим график предельной время-токовой характеристики предохранителей FU1–FU4 типа ПКТ-6-80 (кривая 2). Построение производится так же, как в примере 7.1 с использованием типовых характеристик. Характеристика времени срабатывания проектируемой защиты АК-3 должна отвечать следующим требованиям:

- ток срабатывания защиты должен превосходить не менее, чем на 10 % ток плавления предохранителей FU1-FU4 при  $t_{пл}$  около 5 с, что для ПКТ-6-80 (см. приложение) составляет около 320 А;
- степень селективности между защитами АК-3 и АК-1 при токе  $I_k^{(3)} = 3500$  А (точка  $K_3$ ) должна быть не менее 0,6 с. Поскольку при таком токе реле обеих защит работают на независимой части характеристики, то для АК-3 выбирается  $t_{c.з3} = 1,7$  с;
- степень селективности между защитой АК-3 и следующей за ней АК-4 (5000 А; 2,6 с) также должна быть не менее 0,6 с.

На карте селективности строим характеристику АК-3 (кривая 3). Очевидно, что все требования выполняются.

6. Проводим проверку времени срабатывания АК-3 по условию термической стойкости кабеля. Для этого вычисляем минимальное сечение кабеля по формуле  $S_{min} = \frac{I_k}{C} \cdot \sqrt{t_{отк}}$ , где  $I_k$  — ток к.з. в начале

линии (точка  $K_2$ ). Для кабелей 6 и 10 кВ с алюминиевыми жилами  $C = 91$  [24];  $t_{отк} = t_{с.з3} + t_{о.в} = 1,7 + 0,1 = 1,8$  с (см. пример 7.1). Таким образом,  $S_{min} = 4800 \cdot \sqrt{1,8/91} = 71$  мм<sup>2</sup>, что существенно меньше, чем у применяемого кабеля (120 мм<sup>2</sup>).

7. Расчетные проверки трансформаторов тока проводятся так же, как в ранее рассмотренных примерах.

#### 7.4. Расчет МТЗ параллельных кабельных линий

Исходными данными для расчета уставок МТЗ является расчетная

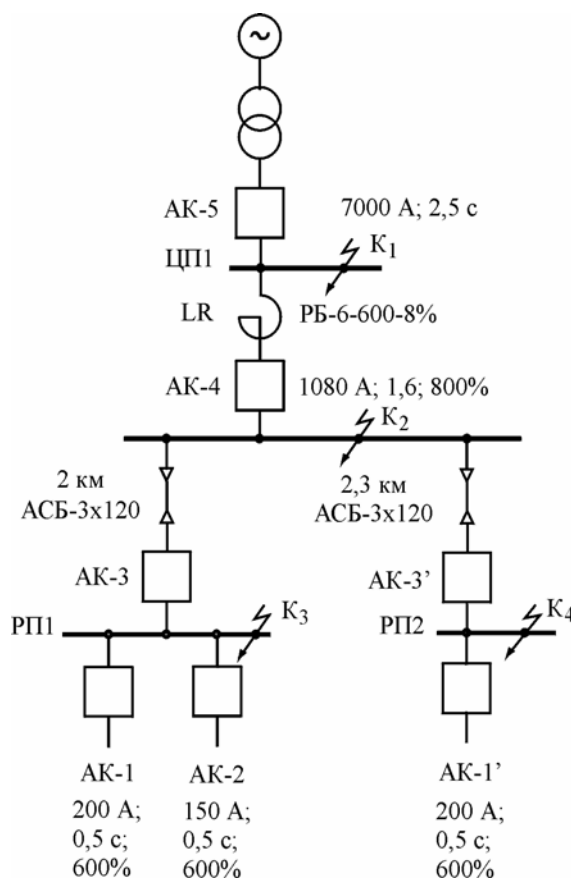


Рис. 11. Схема участка цепи

схема участка кабельной сети (рис. 11). На схеме указаны основные параметры существующих защит, длины и типы кабелей, тип реактора. Расчет ведется для АК-4, а также для АК-3 и АК-3' на приемных концах КЛ. В отличие от сети предыдущего примера 7.3, установка защит АК-3 и АК-3' обязательна, т.к. АК-4 отключает сразу обе параллельные КЛ при повреждении на одной из них.

Защиты АК-3 и АК-3' выполняются по двухрелейной схеме с использованием реле РТ-85 с дешунтированием электромагнитов отключения. Защита АК-4 выполняется по той же схеме с использованием реле РТ-81/1. Нагрузка сети – промышленная с преобладанием низковольтных двигателей.

Порядок расчета тот же, что и в примере 7.3. Сначала рассчитываются токи к.з. в точках  $K_1 - K_4$ . Результаты расчета таковы:  $I_{K_1}^{(3)} = 2500$  А;  $I_{K_2}^{(3)} = 5800$  А;  $I_{K_3}^{(3)} = 3900$  А;  $I_{K_4}^{(3)} = 3650$  А. Далее определяется ток срабатывания защит АК-3 и АК-3' по формуле

$$I_{с.з} \geq \frac{K_H K_{сзп} I_{раб.мах}}{K_B} \quad (\text{см. предыдущие примеры}). \quad \text{В соответствии с}$$

ПУЭ в качестве значения  $I_{раб.мах}$  берем значение длительно допустимого тока кабельной линии. Таким образом,

$$I_{с.з} = 1,2 \cdot 2,5 \frac{260}{0,8} = 1000 \text{ А.}$$

Условие согласования чувствительности  $I_{с.з} \geq 1,3(200+150)$  АК-3 с предыдущими защитами АК-1 и АК-3 выполняется. Далее вычисляется ток срабатывания реле:

$$I_{с.р} = I_{с.з} \frac{K_{сх}}{K_{Тa}} = \frac{1000}{(600/5)} = 8,3 \text{ А.}$$

Для реле РТ-85/1 ближайшая уставка равна 9 А, поэтому принимаем  $I_{с.з} = 1080 \text{ А}$ .

Чувствительность защит АК-3 и АК-3<sup>1</sup> необходимо проверять с учетом действительной токовой погрешности Т.Т. до и после дешунтирования ЭО (подробнее см. пример 7.2). Предельную кратность определяем при токе к.з. в месте установки АК-3 (3900 А):

$$K_{10} = \frac{I_{1расч}}{I_{ном.Т.Т.}} = \frac{1,1 \cdot 3900}{600} = 7,15.$$

Этому значению соответствует  $Z_{н.доп} \approx 1,5 \text{ Ом}$  (рис. П.13, кривая 1). Наибольшая фактическая нагрузка до дешунтирования  $Z_{н.расч} = 2 \cdot 0,05 + 0,124 + 0,1 = 0,6 \text{ Ом}$ . Сопротивление проводов, в отличие от примера 7.3, уменьшено до 0,05 Ом, т.к. реле защиты на переменном оперативном токе располагаются в КРУ вблизи от Т.Т. Таким образом, до дешунтирования ЭО погрешность не превышает допустимые 10 %.

После дешунтирования ( $Z_{эо} \approx 2,3 \text{ Ом}$ ) погрешность Т.Т. превысит 10 %, однако, т.к. реле РТ-85 имеет низкий коэффициент возврата, оно не отпустит и после дешунтирования ЭО. Таким образом, и до и после

$$\text{дешунтирования } K_{ч} = \frac{0,865 \cdot 3900}{1080} \approx 3 > 1,5.$$

Коэффициент чувствительности ЭО принимает значение  $K_{ч.ЭО} = \frac{0,865 \cdot 3900}{5 \cdot 120} \approx 5,5$ , что больше норматива 1,8.

Дополнительно убедимся, что максимальное значение дешунтируемого тока не превышает допустимые для контактов реле РТ-85

$$150 \text{ А: } I_{2к \max} = \frac{3900}{120} = 32,2 < 150.$$

Далее выбирается характеристика времени срабатывания МТЗ АК-3, АК-3<sup>1</sup>. Наименьшую кратность имеет защита АК-3<sup>1</sup>:

$$\frac{I_p}{I_{с.р}} = \frac{3650}{K_{Ta}} / \frac{1080}{K_{Ta}} \approx 3,4. \text{ Даже этому значению соответствует независи-}$$

мая часть характеристики реле РТ-85, тем более на независимых участках время-токовых характеристик работают защиты АК-1, АК-1<sup>1</sup>, АК-3. Поэтому время срабатывания защит АК-3 и АК-3<sup>1</sup> выбирается на ступень селективности выше, чем у защит АК-1 и АК-1<sup>1</sup>:  
 $t_{с.з} = 0,5 + 0,6 = 1,1 \text{ с.}$

На следующем этапе рассчитываем параметры защиты АК-4. Ток срабатывания  $I_{с.з} \geq \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,8} (260 + 260) \approx 2000 \text{ А.}$

$$\text{Ток срабатывания реле АК-4 } I_{с.р} = \frac{I_{с.з}}{K_{Ta}} = \frac{2000}{\left(\frac{600}{5}\right)} \approx 16,7. \text{ Ближай-}$$

шая уставка реле РТ-81/1 равна 18 А. С учетом этого  $I_{с.з} = 2160 \text{ А.}$

Чувствительность защиты в основной зоне можно оценить коэффициентом  $K_{ч} = \frac{0,865 \cdot 3650}{2160} \approx 1,5$ , что допустимо.

Далее выбирается время срабатывания к характеристике АК-1 так, чтобы при максимальном токе через МТЗ АК-3 (3900 А) время срабатывания АК-1 было бы на ступень селективности больше, чем у АК-3:  $t_{с.з} = 1,1 + 0,6 = 1,7 \text{ с.}$  Из набора характеристик реле наиболее подходящей является характеристика с  $t_{с.р} = 1,6 \text{ с}$  при 700 % тока срабатывания. Карта селективности строится так же, как в примере 7.3.

Аналогично предыдущему примеру проводится проверка термической стойкости кабеля. Проверки трансформатора тока, чувствительности защиты и электромагнита отключения, а также определение допустимости применения схемы с дешунтированием ЭО по максимальному току к.з. выполняются так же, как для защиты АК-3 этого примера.

### 7.5. Расчет токов и коэффициентов самозапуска для различных типов нагрузки

Значения тока и коэффициента самозапуска необходимы для выбора уставок максимальной токовой защиты. Допустим, рассчитывается МТЗ реактированной кабельной линии (рис. 12), питающей обобщенную нагрузку, т.е. нагрузку, более 50 % которой составляют двигатели с напряжением 0,4 кВ, и с небольшой (менее 5 %) долей двигателей 3-10 кВ. Исходными для расчета являются следующие данные: напряжение а шинах ЦП1–10 кВ; сопротивление системы  $X_c=0,145$  Ом; тип и сопротивление реактора  $X_p=0,58$  Ом; тип и длина кабеля; относительное сопротивление обобщенной нагрузки  $X\%_{нагр}=0,35$  Ом. Относительное сопротивление обобщенной нагрузки  $X\%_{нагр}$  соответствует рабочей максимальной мощности и среднему напряжению. Она учитывает сопротивление понижающих трансформаторов 10/0,4 кВ, кабелей 10 кВ и 0,4 кВ, затормозившихся двигателей и прочей нагрузки с напряжением питания 0,4 кВ. Возможность использования значения  $X\%_{нагр}=0,35$  подтверждается многочисленными экспериментами [6].

Для определения обобщенной нагрузки в режиме самозапуска в именованных единицах считаем, что мощность нагрузки равна максимальной рабочей мощности кабельной линии, а  $I_{раб.мах} = I_{дл.доп}$  (поскольку в данном примере кабель является более «слабым» элементом, чем реактор). Тогда

$$X_{нагр} = X\%_{нагр} U_{ср} / (\sqrt{3} I_{раб.мах}) = 0,35 \cdot 10500 / (\sqrt{3} \cdot 260) = 8,2 \text{ Ом},$$

где  $I_{дл.доп} = 260$  А для кабеля АСБ-3х120. Ток самозапуска определяется как ток трехфазного к.з. за эквивалентным сопротивлением

$$X_3 = X_c + X_p + X_{каб.} + X_{нагр} = 0,145 + 0,58 + 0,152 + 8,2 = 9,1 \text{ Ом}$$

(активное сопротивление кабеля невелико и поэтому не учитывается):

$$I_{с.зп} = U_{с.р} / (\sqrt{3} \cdot X_3) = 10500 / (\sqrt{3} \cdot 9,1) = 667 \text{ А}.$$

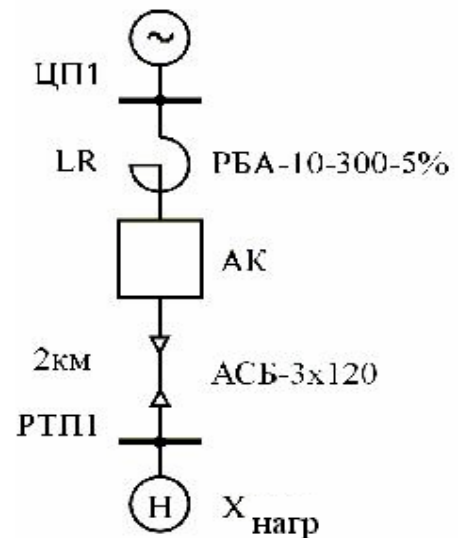


рис. 12. Схема кабельной линии

Коэффициент самозапуска определим по формуле

$$K_{\text{сзп}} = \frac{I_{\text{сзп}}}{I_{\text{дл.доп}}} = \frac{667}{260} = 2,6.$$

В этом расчете обязательно определяется минимальное остаточное (начальное) напряжение на шинах приемной подстанции РТП1 в начале самозапуска:

$$U_{\text{мин}} = \sqrt{3} I_{\text{сзп}} X_{\text{нагр}} = \sqrt{3} \cdot 667 \cdot 8,2 = 9470 \text{ В},$$

или  $U_{\text{мин}} = (U_{\text{мин}}/U_{\text{ном}}) \cdot 100 = 9470/10000 \cdot 100 = 94,7 \%$ , или  $U\%_{\text{мин}} \approx 0,95$ .

Полученное в расчете значение  $U_{\text{мин}}$  позволяет оценить возможность успешного самозапуска, поскольку допустимые значения  $U_{\text{мин}}$  находятся в пределах от 55 до 70 %  $U_{\text{ном}}$  в зависимости от характера нагрузки. Кроме того, значение  $U_{\text{мин}}$  необходимо для расчета уставок пусковых органов минимального напряжения максимальных токовых защит, главным образом трансформаторов. Необходимо отметить, что при не полностью затормозившихся электродвигателях (при быстром восстановлении питания) фактическое остаточное напряжение оказывается выше, чем рассчитанное данным приближенным методом, но ошибка обычно невелика и создает расчётный запас при выборе уставок.

Для высоковольтных электродвигателей (3; 6; 10 кВ) пусковые сопротивления определяются индивидуально, поскольку кратности пусковых токов двигателей измеряются в очень широких пределах (от 5 до 10 и иногда более 10). Сопротивление полностью остановившегося электродвигателя вычисляется по формуле

$$X_{\text{п}} = U_{\text{ном.дв}} / (\sqrt{3} k_{\text{п}} I_{\text{ном.дв}}), \quad (2)$$

где  $U_{\text{ном.дв}}$ ,  $I_{\text{ном.дв}}$  – номинальное напряжение и ток двигателя;  $k_{\text{п}}$  – кратность пускового тока двигателя (при проектировании берется по каталогу, в условиях эксплуатации определяется опытным путём).

Эквивалентное (суммарное) сопротивление нескольких остановившихся двигателей

$$X_{\text{п.сум}} = U_{\text{ном.дв}} / (\sqrt{3} I_{\text{п.сум}}), \quad (3)$$

$$\text{где } I_{\text{п.сум}} = (k_{\text{п}} I_{\text{ном}})_{\text{дв1}} + (k_{\text{п}} I_{\text{ном}})_{\text{дв2}} + \dots + (k_{\text{п}} I_{\text{ном}})_{\text{двN}}. \quad (4)$$

Если наряду с электродвигателями подключена бытовая или другая нагрузка, имеющая почти неизменное сопротивление, то она учитывается в

последнем выражении с коэффициентом  $k_{\Pi} \approx 1,2$ . Если, кроме того, имеется промышленная нагрузка, включённая через трансформаторы 6/0,4 или 10/0,4 кВ, то она представляется пусковым сопротивлением обобщённой нагрузки  $X\%_{\text{нагр}} = 0,35$ , отнесённым к мощности этих трансформаторов ( $k_{\Pi} \approx 1,2$ ). Все пусковые сопротивления при расчете считаются параллельно включенными.

Определим ток самозапуска для схемы из предыдущего примера (рис. 11) при условии, что к шинам РТП-1 дополнительно подключены два одинаковых асинхронных электродвигателя. Параметры электродвигателей:  $P_{\text{ном}} = 60$  кВт;  $U_{\text{ном}} = 10$  кВ;  $I_{\text{ном}} = 40$  А;  $k_{\Pi} = 6$ .

Сначала по выражениям (2) и (3) вычислим суммарное пусковое сопротивление двух электродвигателей 6 кВ:

$$I_{\text{п.сум}} = 2k_{\Pi}I_{\text{ном}} = 2 \cdot 6 \cdot 40 = 480 \text{ А},$$

$$X_{\text{п.сум}} = U_{\text{ном.дв}} / (\sqrt{3} I_{\text{п.сум}}) = 10000 / (\sqrt{3} \cdot 480) = 12 \text{ Ом}.$$

Определим пусковое сопротивление остальной нагрузки промышленного типа. Максимальный рабочий ток кабельной линии  $I_{\text{раб.мах}}$  принимается равным длительно допустимому току кабеля  $I_{\text{дл.доп}} = 260$  А. Максимальный рабочий ток нагрузки определяется как

$$I_{\text{нагр}} = I_{\text{дл.доп}} - 2I_{\text{ном.дв}} = 260 - 2 \cdot 40 = 180 \text{ А}.$$

Сопротивление обобщенной нагрузки при самозапуске

$$X_{\text{нагр}} = 0,35 \cdot 10500 / (\sqrt{3} \cdot 180) = 11,8 \text{ Ом}.$$

Вычислим эквивалентное сопротивление двигателей 10 кВ и остальной нагрузки (промышленного типа) при самозапуске

$$X_3 = 12 \cdot 11,8 / (12 + 11,8) = 5,95 \text{ Ом}.$$

Таким образом, ток самозапуска

$$I_{\text{сзп}} = 10500 / [\sqrt{3} (0,145 + 0,58 + 0,152 + 5,95)] = 890 \text{ А}.$$

Коэффициент самозапуска  $K_{\text{сзп}} = 890 / 260 = 3,42$ .

Минимальное остаточное напряжение в начале самозапуска на шинах 10 кВ РТП-1 (на зажимах электродвигателей)

$$U_{\text{мин}} = \sqrt{3} \cdot 890 \cdot 5,95 = 9160 \text{ В} (91,6 \% U_{\text{ном}}),$$

следовательно, самозапуск обеспечивается.

Теперь определим ток и коэффициент самозапуска смешанной нагрузки для расчетной схемы на рис. 13 при срабатывании защиты АК-2 и



переключении питания устройством АВР. В учебных целях нагрузка всех четырех секций (I – IV) принята одинаковой. Двигательная нагрузка 10 кВ (ДН) состоит из двух асинхронных двигателей с параметрами:  $P_{\text{НОМ}} = 800$  кВт,  $I_{\text{НОМ}} = 55$  А,  $k_{\text{П}} = 6,5$ , и одного асинхронного двигателя с параметрами:  $P_{\text{НОМ}} = 500$  кВт,  $I_{\text{НОМ}} = 35$  А,  $k_{\text{П}} = 5,6$ . Обобщенная нагрузка (ОБН) четырех трансформаторов 10/0,4 кВ суммарной мощностью  $4 \cdot 630 = 2520$  кВт·А имеет  $I_{\text{НОМ}} = 140$  А, отнесенным к напряжению 10 кВ,  $k_{\text{П}} = 1/0,35 \approx 2,9$ . Бытовая нагрузка (БН) двух трансформаторов суммарной мощностью  $2 \cdot 100 = 200$  кВт·А имеет  $I_{\text{НОМ}} = 11$  А. Суммарная максимальная нагрузка  $I_{\text{СУМ}} \approx 360$  А (50 %  $I_{\text{НОМ}}$  одного луча реактора, учитывая, что реакторы находятся в неактивном резерве, а перегрузка реакторов не допускается).

Определим суммарный ток нагрузки II секции в режиме самозапуска по формуле (4):

$$I_{\text{н.сум}} = 6,5 \cdot 55 + 6,5 \cdot 65 + 5,6 \cdot 35 + 2,9 \cdot 140 + 1,2 \cdot 11 = 1330 \text{ А.}$$

Эквивалентное (суммарное) сопротивление нагрузки II секции в режиме самозапуска по формуле (3):  $X_{\text{н.сумII}} = 10500 / (\sqrt{3} \cdot 1330) = 4,56$  Ом.

Сопротивления сдвоенного реактора типа РБАС-10-2 × 1000-8 % определяются в соответствии с выражениями, приведенными на расчетной схеме (рис. 13):

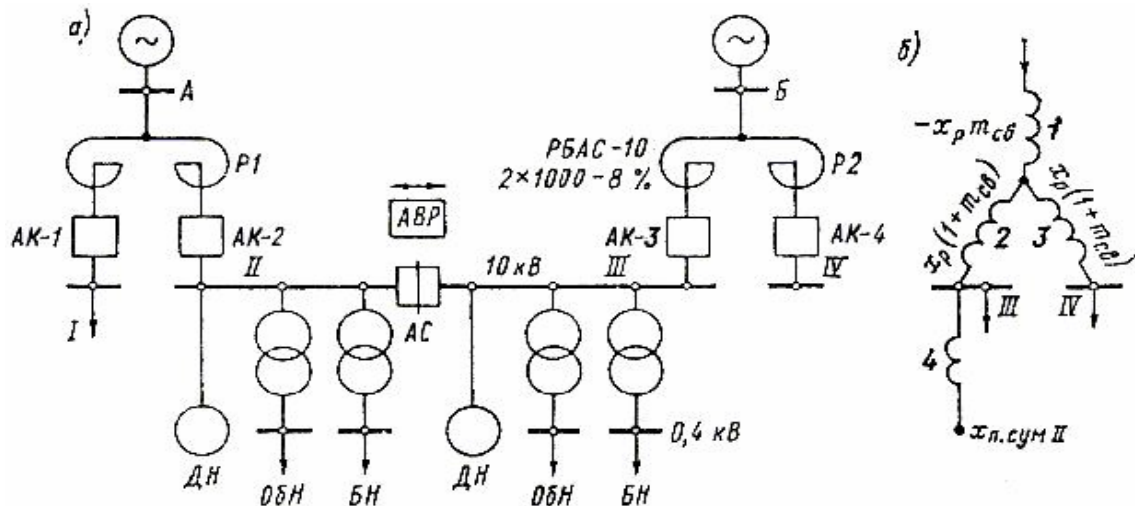


Рис. 13. Расчетная схема:

а) электрической сети; б) реактора

$X_1 = -X_{\text{р}m_{\text{св}}}$ , где  $m_{\text{св}} = 0,46$  — коэффициент связи по паспортным данным реактора; сопротивление реактора, отнесенное к  $I_{\text{НОМ}}$  одного луча:

$$X_p = \frac{X_p U_{\text{НОМ}}}{100\sqrt{3}I_{\text{НОМ}}} = \frac{8 \cdot 10000}{100 \cdot \sqrt{3} \cdot 600} = 0,77; \quad X_1 = -0,354 \text{ Ом};$$

$$X_2 = X_3 = X_p(1 + m_{\text{св}}) = 0,77(1 + 0,46) = 1,124 \text{ Ом}.$$

Из этих выражений видно, что при самозапуске одной секции и прохождении тока самозапуска по одному лучу сдвоенный реактор имеет такое же сопротивление, как одиночный реактор с такими же параметрами (8 %, 600 А):

$$X'_p = X_1 + X_{2(3)} = -X_p m_{\text{св}} + X_p(1 + m_{\text{св}}) = -X_p \cdot 0,46 + X_p(1 + 0,46) = 0,77 \text{ Ом}.$$

Однако при прохождении токов самозапуска одновременно по двум лучам сопротивление сдвоенного реактора уменьшается в несколько раз. Как видно из выражений на рис. 13,

$$X''_p = X_1 + X_{2(3)}/2 = 0,27X_p = 0,208 \text{ Ом}.$$

Ток самозапуска нагрузки II секции (без учета нагрузки работающих секций III и IV) определяется по формуле

$$I_{\text{сзп}} = \frac{U_{\text{ср}}}{\sqrt{3}(X_{\text{с}} + X_p + X_{\text{н.сум}})} = \frac{10500}{\sqrt{3}(0,1 + 0,77 + 4,56)} = 1118 \text{ А}.$$

Определим коэффициент самозапуска  $K_{\text{сзп}} = 1180/360 = 3,28$ , где  $I_{\text{раб.мах}} \approx 360 \text{ А}$  по условию примера. Минимальное остаточное напряжение на II секции в начале самозапуска

$$U_{\text{мин}} = \sqrt{3} \cdot 1118 \cdot 4,56 = 8820 \text{ В, или } 88,2 \% U_{\text{НОМ}}.$$

Определим  $I_{\text{с.з}}$  максимальной токовой защиты на АК-3 (аналогично на АК-1, АК-2 и АК-4, так как нагрузка секций принята одинаковой). В соответствии с выражением

$$I_{\text{с.з}} \geq \frac{K_{\text{н}} K_{\text{сзп}}}{K_{\text{в}}} I_{\text{раб.нап}}.$$

вычислим  $I_{\text{с.з}} \geq 1,2 \cdot 3,28 \cdot 360 / 0,8 = 1771 \text{ А}.$

Для уточнения значения тока срабатывания защиты 3 рассчитывается суммарный ток самозапуска через защиту 3 в момент подключения к секции III полностью заторможенной нагрузки секции II (в результате работы АВР). В этом расчете сопротивление нагрузки секции III, не терявшей питания, уменьшается в 2,5 раза [6]:

$$X_{\text{н}} = 10500 / (\sqrt{3} \cdot 360 \cdot 2,5) = 6,74 \text{ Ом}.$$

Эквивалентное сопротивление нагрузок II и III секций, включенных параллельно:  $X_3 = 4,56 \cdot 6,74 / (4,56 + 6,74) = 2,72 \text{ Ом}.$

Суммарный ток самозапуска

$$I_{сзп.сум} = 10500 / \sqrt{3} (0,1 + 0,77 + 2,72) = 1690 \text{ А.}$$

Ток срабатывания защиты 3 вычисляем по формуле

$$I_{с.33} \geq \frac{K_H}{K_B} I_{сзп.сум} \approx 1,2 \cdot 1630 / 0,8 \approx 2540 \text{ А.}$$

Окончательно выбираем  $I_{с.33} = 2540 \text{ А.}$

Рассмотренные методы приближенного расчета токов при самозапуске электродвигателей с напряжением выше 1000 В и обобщенной нагрузке широко используются для выбора токов срабатывания максимальных токовых защит питающих элементов.

### 7.6. Расчет параметров элементов защиты трансформатора 10/0,4 кВ

Исходными являются следующие данные: расчетная схема участка электрической сети (рис. 14); ток к.з. на шинах 10 кВ – 19000 А;

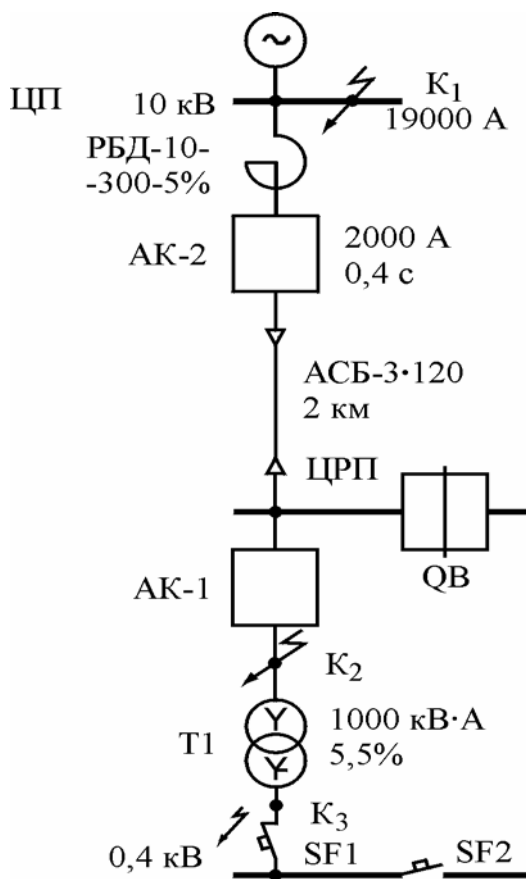


Рис. 14. Схема участка электрической цепи

тип защищаемого трансформатора ТМ-1, его номинальная мощность  $S_{Т.ном} = 1000 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ ; относительное значение напряжения к.з. –  $U\% = 5,5 \%$ , значения уставок МТЗ АК2. Защита трансформатора АК-1 – трехступенчатая и включает в себя МТЗ с зависимой характеристикой времени, токовую отсечку без выдержки времени и специальную токовую защиту нулевой последовательности. Оперативный ток переменный, схема с дешунтированием электромагнитов отключения.

Рассчитываются следующие параметры: уставки  $I_{с.з}$  и  $t_{с.з}$  максимальной токовой защиты; уставка  $I_{с.о}$  токовой отсечки, уставки  $I_{с.30}$  и  $t_{с.30}$  специальной защиты нулевой последовательности.

Во-первых, выбирается схема включения реле тока (рис. 15). МТЗ

и токовую отсечку целесообразно выполнить по схеме неполной звезды на двух реле тока (КА-1, КА-2) типа РТ-85.

Время-токовая характеристика этих реле имеет два участка. При малых кратностях тока рабочим является участок с зависимой от тока выдержкой времени, при кратностях более 2–8 – участок мгновенного срабатывания (рис. 16). Первый участок пригоден для реализации МТЗ, второй для токовой отсечки. Специальная защита нулевой последовательности выполняется на реле тока КА-3.

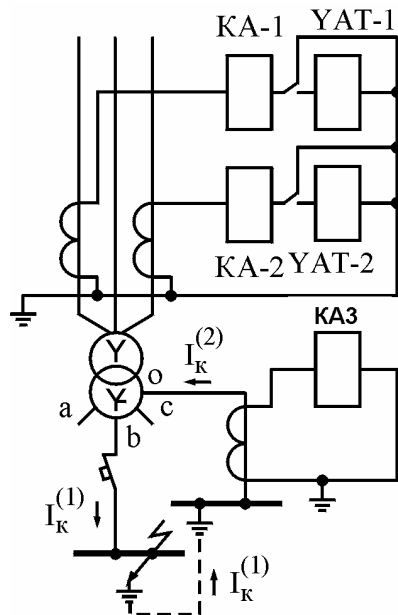


Рис. 15. Схема включения реле тока

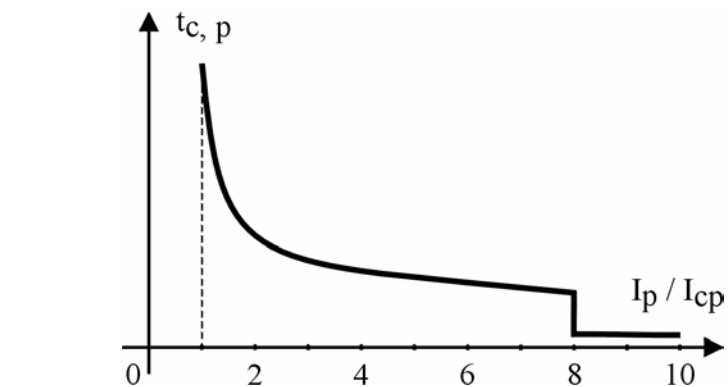


Рис. 16. Время-токовая характеристика

Рассчитываются токи к.з. на стороне 10 кВ (точка К<sub>2</sub>) и на стороне 0,4 кВ (точка К<sub>3</sub>). Для этого по заданному току к.з. на шинах

ЦП  $I_{K1} = 19000 \text{ А}$  вычисляются:

$$\text{сопротивление системы } Z_c \approx X_c \approx \frac{10500}{(\sqrt{3} \cdot 19000)} \approx 0,32 \text{ Ом},$$

$$\text{сопротивление реактора } X_p = \frac{X\% U_{\text{НОМ}}}{100\sqrt{3}I_{\text{НОМ}}} = \frac{5 \cdot 10000}{100\sqrt{3} \cdot 300} \approx 0,96 \text{ Ом},$$

сопротивления до точки К<sub>2</sub>:

$$X_{K_2} = 0,32 + 0,96 + 0,15 = 1,43 \text{ Ом},$$

$$R_{K_2} = 0,52 \text{ Ом},$$

$$Z_{K_2} = 1,6 \text{ Ом},$$

$$\text{ток трехфазного к.з. в точке } K_2: I_{K_2}^{(3)} = \frac{10000}{(\sqrt{3} \cdot 1,6)} = 3631 \text{ А}.$$

Индуктивное сопротивление трансформатора определяется по формуле:  $X_T \approx \frac{U\%U_{\text{НОМ}}^2}{S_{T.\text{НОМ}}} = \frac{0,055 \cdot 10^8}{10^6} = 5,5 \text{ Ом.}$

Пренебрегая активным сопротивлением трансформатора, вычисляем сопротивление до точки К<sub>3</sub>:  $Z_{K_3} \approx Z_{K_2} + X_T = 7,1 \text{ Ом.}$

Ток к.з. в точке К<sub>3</sub>, приведенный к напряжению 10 кВ

$$I_{K_3}^{(3)} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 7,1} \approx 814 \text{ А.}$$

Далее рассчитывается коэффициент самозапуска обобщенной нагрузки (см. пример 7.5)  $K_{\text{сзп}} = 2,5$  и ток срабатывания МТЗ

$$I_{\text{с.з}} = \frac{K_{\text{н}} \cdot K_{\text{сзп}}}{K_{\text{в}}} I_{\text{раб.мах}} = \frac{1,1 \cdot 2,5}{0,8} 57,8 = 265 \text{ А.}$$

В последнем выражении  $I_{\text{раб.мах}} = I_{T.\text{НОМ}} = \frac{S_{T.\text{НОМ}}}{\sqrt{3} U_{\text{НОМ}}}$ . Защита не

должна отключать трансформатор при срабатывании АВР на стороне 0,4 кВ, в результате которого правая секция шин 0,4 кВ также получает питание от трансформатора Т1. До срабатывания АВР эта секция была подключена к другому трансформатору. Допустим, что этот трансформатор аналогичен Т1. Условие несрабатывания МТЗ после работы АВР имеет следующий вид:

$$I_{\text{с.з}} \geq K_{\text{н}} (K_{\text{сзп}} \cdot 0,71 I_{T.\text{НОМ}} + 0,71 I_{T.\text{НОМ}}).$$

Пусть нагрузка правой секции имеет тот же коэффициент самозапуска, что и левой, т.е. 2,5, тогда необходимо, чтобы

$$I_{\text{с.з}} \geq 1,2(2,5 \cdot 0,7 \cdot 57,8 + 0,7 \cdot 57,8) \approx 170 \text{ А.}$$

Очевидно, что это условие выполняется.

Проведем проверку чувствительности МТЗ к к.з. различных токов. Формулы для определения расчетных токов реле приведены в табл. П.15 и П.16.

При двухфазном к.з. за трансформатором расчетный ток реле

$$I_p = \frac{\sqrt{3} I_K^{(3)}}{(2K_{Ta})} = \frac{\sqrt{3} 814}{(2 \cdot 200/5)} = 17,6 \text{ А,}$$

ток срабатывания реле  $I_{\text{с.р}} = \frac{I_{\text{с.з}} K_{\text{сх}}}{K_{Ta}} = \frac{265}{(200/5)} = 6,6 \text{ А.}$  Таким образом,

коэффициент чувствительности  $K_{\text{ч}}^{(2)} = \frac{I_{\text{р}}}{I_{\text{с.р}}} \approx 2,7$ , что существенно выше минимально допустимого значения 1,5.

При однофазном к.з. за трансформатором (рис. 14) расчетный ток определяется по формуле (табл. П.16):

$$I_{\text{р}} = \frac{I_{\text{к}}^{(1)}}{(3K_{\text{Ta}})}, \text{ где } I_{\text{к}}^{(1)} = \frac{U_{\text{с.р}}}{(Z_{\text{н}}^{(1)}/3)}.$$

Значения  $Z_{\text{н}}^{(1)}/3$  для различных типов трансформаторов приведены в табл. П.17. Для трансформаторов ТМ-1 (1000 кВ·А)

$Z_{\text{н}}^{(1)}/3 = 0,027$  Ом, следовательно,  $I_{\text{к}}^{(1)} = \frac{230}{0,027} = 8500$  А, что составляет

после приведения к напряжению 10 кВ 340 А. Таким образом,

$I_{\text{р}} = \frac{340}{(3 \cdot 200/5)} = 2,83$  А, а коэффициент чувствительности

$K_{\text{ч}}^{(1)} = \frac{2,83}{8} = 0,35$ , что гораздо меньше необходимых 1,5. Аналогичный

расчет показывает, что и трехрелейная схема не обеспечивает требуемой чувствительности.

Следовательно, для защиты трансформатора от однофазных к.з. на землю на стороне 0,4 кВ необходима специальная защита нулевой последовательности.

Ток срабатывания этой защиты  $I_{\text{с.з0}}$  выбирается из условия отстройки от тока небаланса в нулевом проводе трансформатора, максимальное значение которого в соответствии с ГОСТ не должно превышать 25 % от номинального значения тока трансформатора. Таким образом,

$$I_{\text{с.з0}} \geq K_{\text{н}} 0,25 I_{\text{T.ном}} = 0,5 I_{\text{T.ном}} \approx 723 \text{ А.}$$

В последнем выражении значение номинального тока приведено к

напряжению 0,4 кВ и составляет  $57,8 \frac{10}{0,4} = 1445$  А.

Пусть в защите нулевой последовательности применяется реле тока РТ40 и трансформатор тока с коэффициентом трансформации

800/5. Ток срабатывания реле  $I_{с.р} = \frac{723}{(800/5)} \approx 4,5$  А. Ближайшая устав-  
ка реле 20 А, поэтому принимаем  $I_{с.з0} = \frac{5 \cdot 800}{5} = 800$  А.

Коэффициент чувствительности защиты нулевой последовательности должен быть не менее 2 в основной зоне [1]. В нашем случае

$$K_{ч0} = \frac{I_K^{(1)}}{I_{с.з0}} = \frac{8500}{800} = 10,6. \text{ Такая чувствительность обеспечивает и ре-}$$

зервирование предыдущих защитных устройств на стороне 0,4 кВ. Время срабатывания защиты нулевой последовательности можно не согласовывать с защитами предыдущих элементов 0,4 кВ. Обычно выбирается  $t_{с.з0} \approx 0,5$  с.

На следующем этапе определяем ток срабатывания отсечки

$$I_{с.о} \geq K_H I_{K \max}^{(3)} = 1,6 \cdot 814 \approx 1300 \text{ А.}$$

Этому значению  $I_{с.о}$  соответствует коэффициент чувствительности к двухфазному к.з. в месте установки защиты (т.е. в точке  $K_2$ )

$$K_{ч0} = \frac{I_{K_2}^{(2)}}{I_{с.о}} = \frac{0,865 \cdot 3613}{1300} = 2,4,$$

что превышает нормативное значение 2.

Проверим, отвечает ли значение  $I_{с.о}$  условию согласования с последующей МТЗ АК-2, ток срабатывания которой 2000 А. Необходимое для этого условие  $I_{с.з} \geq 1,3 I_{с.о}$  в нашем случае выполняется.

Время срабатывания МТЗ АК-1 выбирается на ступень селективности 0,7 с больше, чем у МТЗ АК-2, т.е.  $t_{с.з} \approx 1,1$  с. Карта селективности защит представлена на рис. 17.

Проводим расчетную проверку трансформаторов тока. Для проверки на 10 %-ю погрешность вычисляем значение предельной кратности, соответствующее току срабатывания отсечки,  $K_{10} = 1300/200 = 6,5$ . По кривой предельной кратности (рис. П.13) определяем максимально допустимое сопротивление нагрузки Т.Т.  $Z_{н.доп} = 1,5$  Ом. Расчетная нагрузка (см. пример 7.1)  $Z_{н.расч} = 2r_{пр} + 2Z_p + r_{пер} = 2 \cdot 0,06 + 0,16 + 0,06 = 0,34$  Ом.

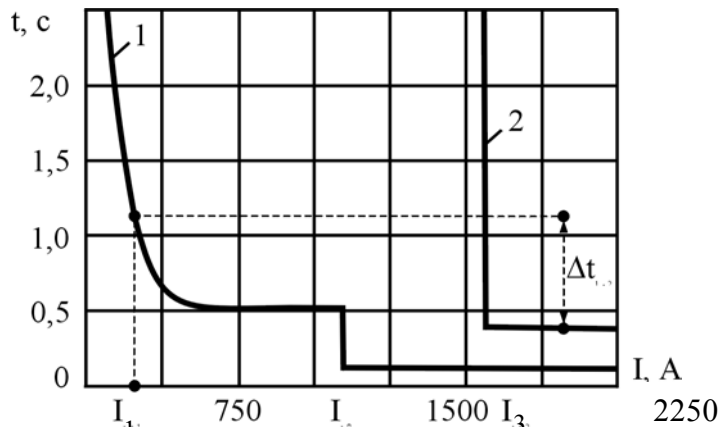


Рис. 17. Карта селективности. Согласование характеристик защит АК-1 (кривая 1) и АК-2(2).

Следовательно, погрешность Т.Т. менее 10 %. После дешунтирования ЭО сопротивление нагрузки возрастает. При использовании ЭО

типа РТМ в приводе выключателя ПП-67  $Z_{ЭО} = \frac{S}{I^2} = \frac{58}{5^2} = 2,3 \text{ Ом}$ , т.е.

после дешунтирования  $Z_{н.расч} = 0,34 + 2,3 = 2,64 \text{ Ом}$ . Ясно, что в этом режиме погрешность Т.Т. выше 10 %. Для уточнения значения погрешности вычислим ток надежного срабатывания отсечки,

$K_{н.с.о} = 2 \cdot 1300 = 2600 \text{ А}$ , и коэффициент максимальной кратности

$K_{max} = \frac{K_{ч} I_{с.о}}{I_{1ном. Т.Т.}} = \frac{2600}{200} = 13$ . По кривой предельной кратности

(рис. П.13) для сопротивления 2,64 Ом найдем  $K_{10} = 3,8$  и вычислим

коэффициент  $A = 13/3,8 = 3,42$ . По значению последнего с использованием

графика  $f = \varphi(A)$  (рис. П.12) определим токовую погрешность

после дешунтирования ЭО  $f = 58 \%$  (подробнее см. пример 7.2).

Чувствительность отсечки при этом составит:

$$K_{ч.0} = I_{р.мин} \frac{\left(1 - \frac{f}{100}\right)}{K_{в} I_{с.р}} = 0,865 \cdot 3613 (1 - 0,58) \frac{K_{Та}}{(0,4 \cdot 1300 \cdot K_{Та})} = 2,53,$$

что выше норматива 2. В последнем выражении  $K_{в} = 0,4$  – коэффициент возврата электромагнитного элемента реле РТ-85, который существенно ниже ранее применявшегося коэффициента возврата индукционного элемента этого реле (0,8).



Коэффициент чувствительности ЭО в общем случае вычисляем по формуле  $K_{ч.ЭО} = I_{p.min} \left(1 - \frac{f}{100}\right) / K_{сх} I_{с.ЭО}$ . При токе надежного срабатывания ЭО  $I_{н.с} = 1,4 \cdot 5 = 7$  А предельная кратность  $K_{10} = \frac{I_{н.с}}{I_{2 ном.Т.Т.}} = 1,4$  А,  $Z_{н.доп} = 7$  Ом (рис. П.13). Последнее значение существенно больше  $Z_{н.расч} = 2,64$  Ом, т.е. погрешность Т.Т. менее 10 %. В применяемой схеме защиты количество токовых реле и электромагнитов отключения одинаково, поэтому  $K_{сх} = 1$  [6]. С учетом изложенного коэффициент чувствительности ЭО рассчитываем по упрощенной формуле

$$K_{ч.ЭО} = \frac{I_{p.min}}{I_{с.ЭО}} = \frac{I_{K_3}^{(2)}}{K_{Ta}} / I_{с.ЭО} = 0,865 \frac{814}{200/5} / 5 = 3,5,$$

что существенно выше норматива 1,8.

Проверка надежности срабатывания реле РТ-85 проводится при максимальном токе к.з.  $I_{K_2}^{(3)} = 3613$  А. Для значения  $Z_{н.расч} = 0,34$  Ом до дешунтирования ЭО по кривой предельной кратности (рис. П.13) определяем  $K_{10 доп} = 17,5$ , затем  $K_{max} = 3613/200 \approx 18$ . Таким образом, коэффициент  $A = 18/17,5 \approx 1,0$ . Этому значению  $A$  соответствует  $f$  менее 10 % (рис. П.12), что гораздо меньше предельно допустимого значения 50 %.

Максимальное значение напряжения на выводах вторичной обмотки Т.Т. при  $K_{max} = 18$  рассчитывается по формуле  $U_{2 max} = \sqrt{2} K_{max} I_{2 ном} Z_{н.расч} = \sqrt{2} \cdot 18 \cdot 5 \cdot 2,64 \approx 538$  В, что ниже допустимого значения  $\sqrt{2} \cdot 1000$  В.

Максимальное значение вторичного тока:

$$I_{2 K_{max}} = I_{K_2}^{(3)} / K_{Ta} = 3613 / 40 \approx 90$$
 А,

что ниже предельного для контактов реле РТ-85 значения 150 А.

Таким образом, расчеты подтверждают правильность выбора схемы защиты на двух реле РТ-85.

## 7.7. Расчет защиты асинхронного электродвигателя большой мощности

Исходные данные: тип двигателя – асинхронный, мощность  $P_{\text{ном}} = 2000 \text{ кВт}$ , коэффициент мощности  $\cos \varphi_{\text{ном}} = 0,85$ ; напряжение  $U_{\text{ном}} = 3000 \text{ В}$ , кратность пускового тока  $K_{\text{пуск}} = 5,5$ ; схема питания двигателя — от шин бесконечной мощности 10 кВ через трансформатор (рис. 18); назначение защиты — от многофазных к.з. на выводах и обмотках статора и от перегрузок. Параметры трансформатора Т:

$$S_{\text{Т,ном}} = 7500 \text{ кВ} \cdot \text{А}; U\% = 8\%; K_{\text{Тa}} = \frac{10500}{3300}.$$

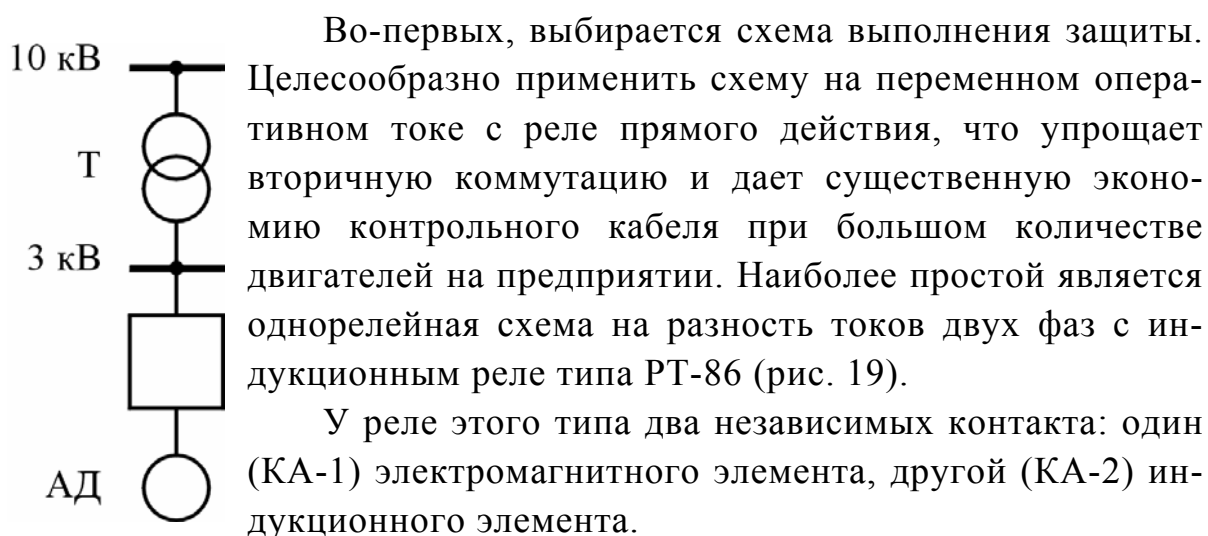


Рис. 18. Схема включения

Первый мгновенного действия, рассчитан на ток до 150 А и пригоден для выполнения токовой отсечки с дешунтированием электромагнита отключения УАТ-2. Второй – с зависимой от тока выдержкой времени, маломощный. Этот контакт коммутирует обмотку промежуточного реле КЛ типа РП-341, работающего на дешунтирование электромагнита отключения УАТ-1. Вычисляется значение тока срабатывания отсечки

$$I_{\text{с.о}} = K_{\text{н}} \cdot I_{\text{пуск}} = K_{\text{н}} \cdot K_{\text{пуск}} \cdot I_{\text{ном}},$$

где  $K_{\text{н}}$  – коэффициент надежности отстройки для выбранного типа реле, равный 1,8;  $I_{\text{пуск}}$  – пусковой ток двигателя;  $K_{\text{пуск}}$  – коэффициент кратности пускового тока.

В нашем случае номинальный ток двигателя

$$I_{\text{ном}} = \frac{P_{\text{н}} / \cos \varphi_{\text{н}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} = \frac{2000 / 0,85}{\sqrt{3} \cdot 3} \approx 454 \text{ А},$$

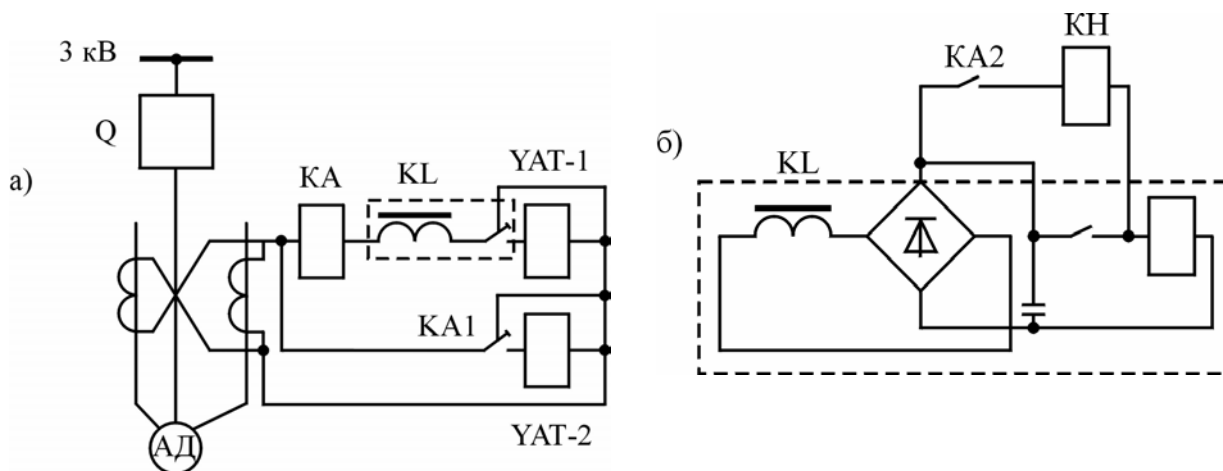


Рис. 19. Принципиальная схема защиты двигателя:  
 а) цепь переменного тока; б) цепь промежуточного реле РП-341

ток срабатывания отсечки  $I_{c.o} = 1,8 \cdot 5,5 \cdot 454 \approx 3476 \text{ A}$ .

Ток срабатывания электромагнитного элемента реле

$$I_{c.o.p} = \frac{K_{cx} \cdot I_{c.o}}{K_{Ta}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 3746}{800/5} \approx 40 \text{ A}.$$

Коэффициент чувствительности токовой отсечки проверяется при двухфазном к.з. на выводах электродвигателя при минимальном режиме сети. Ток двухфазного к.з. вычислим, пренебрегая сопротивлением системы (см. исходные данные), учитывая только сопротивление силового трансформатора

$$Z_T = \frac{U\%}{100} \cdot \frac{U_H^2}{S_{T.ном}} = \frac{8 \cdot (3,3)^2}{100 \cdot 7,5} \approx 0,116 \text{ Ом}.$$

Таким образом,

$$I_K^{(2)} = 0,865 \cdot \frac{3000}{\sqrt{3} \cdot 0,116} \approx 12931 \text{ A}; K_{ч0} = \frac{12931}{3746} \approx 3,45,$$

что превышает нормативное значение 2.

Ток срабатывания МТЗ от перегрузки выбирается из условия отстройки от номинального тока двигателя

$$I_{c.з} \geq \frac{K_H}{K_B} I_{ном} = \frac{1,8}{0,8} 454 \approx 1022 \text{ A}.$$

Ток срабатывания реле

$$I_{c.p} = \frac{K_{cx} \cdot I_{c.з}}{K_{Ta}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 1022}{800/5} \approx 11 \text{ A}.$$

Ближайшая уставка реле 10 А, следовательно, получаем  $I_{с.з} = \frac{11 \cdot 800 / 5}{\sqrt{3}} = 1017 \text{ А}$ . Кратность токов срабатывания электромаг-

нитного и индукционного элементов реле  $\frac{I_{с.о.р}}{I_p} = \frac{40}{11} = 3,73$  соответствует параметрам реле (табл. П.19).

Чувствительность МТЗ двигателя не проверяется, поскольку она не предназначена для защиты от к.з. Время срабатывания МТЗ выбирается несколько больше времени пуска двигателя при эксплуатационно возможном понижении напряжения. Для асинхронных двигателей мощностью несколько МВт время пуска 10–15 с. Следовательно, выдержка времени в независимой части характеристики реле тока должна составлять 12–16 с, что выполнимо на реле РТ-86 (табл. П.19).

Расчетные проверки трансформаторов тока и возможности применения промежуточного реле РП-341 проводятся так же, как в ранее рассмотренных примерах.

Защита от понижения напряжения не должна срабатывать при самозапуске ответственных электродвигателей. Самозапуск мощных АД обеспечивается при напряжении на уровне 60 % от номинального [18], поэтому напряжение срабатывания этой защиты обычно выбирается равным  $0,7 U_{ном}$ , т.е. в нашем случае 2,1 кВ. Выдержка времени срабатывания защиты от понижения напряжения должна несколько превышать время срабатывания отсечки и обычно составляет 0,5 с, если только это не противоречит требованиям технологического процесса и техники безопасности. Защита выполняется на минимальном реле напряжения типа РН-54/320 (табл. П.22).

Для двигателей мощностью 2000 кВт и более обязательно применение защиты от двойных замыканий на землю, в качестве которой используется защита нулевой последовательности без выдержки времени с использованием трансформаторов тока нулевой последовательности типа ТЛЗ или ТЗРЛ и реле тока с первичным током срабатывания 150–200 А [1]. Эту же защиту целесообразно использовать для отключения двигателей при к.з. на землю, если ток к.з. превосходит 10 А (для двигателей мощностью более 2000 кВт – 5 А). В этом случае необходимо применять высокочувствительное транзисторное реле тока типа РТЗ-50.

## ПРИЛОЖЕНИЯ

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

### ЗАДАНИЕ

на курсовой проект по дисциплине “Релейная защита и автоматика систем электроснабжения”

студенту гр. \_\_\_\_\_ *Ф.И.О.*

вариант \_\_\_\_\_

**Для системы электроснабжения в соответствии с номером варианта необходимо выполнить следующее.**

- Дать краткую характеристику системы с указанием назначения ее основных элементов.
- Произвести расчет сечений и выбор проводников следующих линий: \_\_\_\_\_  
*наименование линии*
- Произвести расчет основных параметров следующих защит: \_\_\_\_\_  
*номера и типы защит*
- Разработать принципиальные схемы перечисленных защит.
- Оформить работу аналитического характера, а также расчеты и комментарии к ним в виде пояснительной записки.

**Исходные данные для выполнения курсового проекта.**

- Типы и параметры трансформаторов \_\_\_\_\_  
*номер, тип, мощность, напряжение и др.*
- Типы и параметры линий: \_\_\_\_\_  
*номер, тип, параметры*
- Типы и параметры существующих защит: \_\_\_\_\_  
*номер, тип, параметры.*
- Типы и параметры электродвигателей: \_\_\_\_\_  
*номер, тип, параметры.*
- Характер нагрузки линий и трансформаторов: \_\_\_\_\_
- Сопротивление системы: \_\_\_\_\_

Дата выдачи задания: \_\_\_\_\_

Срок сдачи курсового проекта: \_\_\_\_\_

Руководитель проекта: \_\_\_\_\_  
*Подпись* *Ф.И.О.*

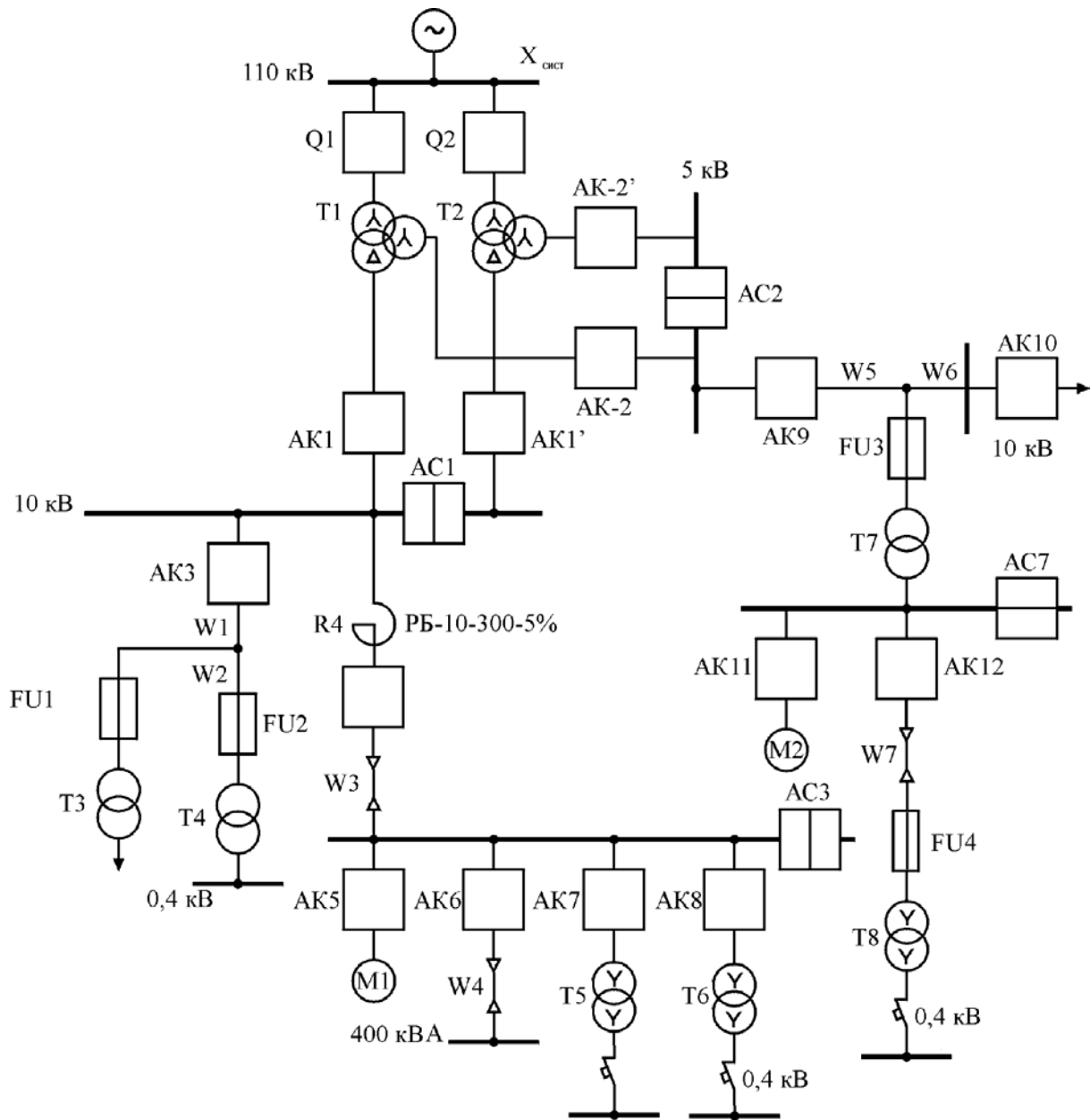
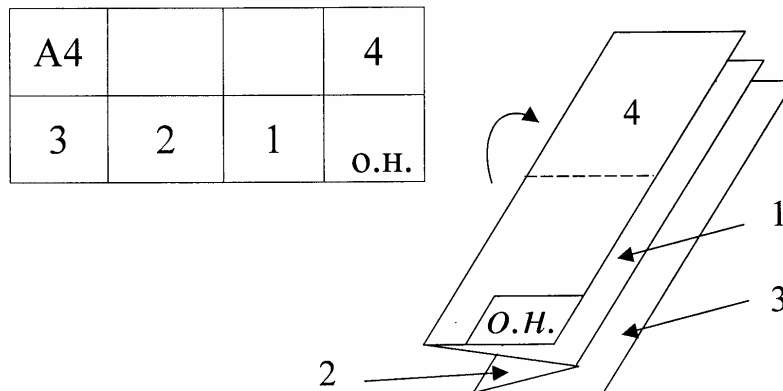


Схема системы энергоснабжения

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

					(2)			
					ВЛГУ-КО-1004.017.00.00.32			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разработ.	Варламов				(1) Защита релейная	Литера	Лист	Листов
Нормокон.	Колесник					К	1	1
Консульт.								
Рук. проект	Шахнин							
Заб. каф.	Сбитнев							
						(3)	Эт Эн	(4)

Основная надпись. Пример выполнения

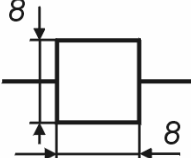

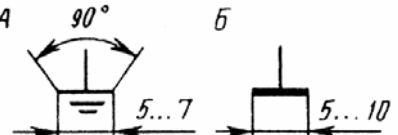
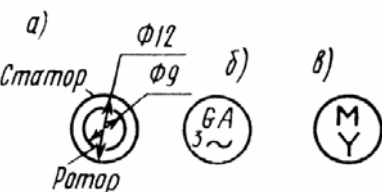
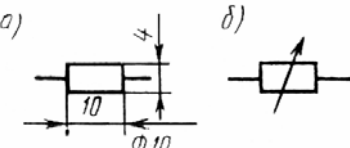

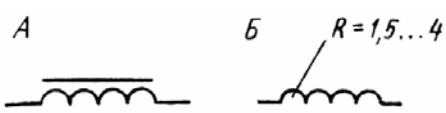
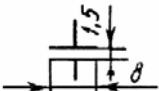
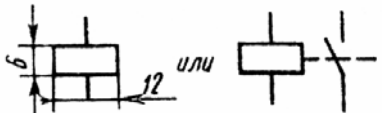


Порядок оформления чертежа для хранения

Справочные материалы

Таблица П.1

Графические и буквенные обозначения элементов схем

Наименование и буквенные обозначения в схемах (ГОСТ 2.710–81)	Обозначения
Устройство, общее обозначение (A) Устройство регулирования напряжения (AV) Устройство АВР (АС) Устройство релейной защиты (АК) Устройство АПВ (АКС)	
Линия электрической связи или провод, общее обозначение (W)	
Главные шины (AM): А. Заземление; Б. Корпус (машины, аппарата, прибора)	
Машина электрическая (G): а — общее обозначение (внутри окружности можно указать род машины, род тока, число фаз или вид соединения обмоток); б — двигатель с соединением обмоток в «звезду» (M)	
Резистор: а — постоянный (активное сопротивление) (RG); б — переменный (R)	
Реактор (LR)	
А. Дроссель с ферромагнитным сердечником (L); Б. Катушка индуктивности (реактивное сопротивление) (L)	
Конденсатор постоянной емкости, общее обозначение (C)	
Обмотка реле, контактора и магнитного пускателя, общее обозначение (K); реле тока (KA); с торможением (KAW); реле с напряжением (KV); реле времени (КТ); реле мощности (KW); контур пускателя (KM); реле промежуточное (KL); реле указательное (KN)	



Наименование и буквенные обозначения в схемах (ГОСТ 2.710–81)	Обозначения
Трансформатор трехфазный ( $T$ )*, (соединение обмоток в «звезду» с заземлением нейтрали)	
Автотрансформатор трехфазный ( $T$ ), (соединение обмоток в «звезду»)	
Трансформатор напряжения измерительный ( $TN$ )	
Трансформатор тока с одной вторичной обмоткой ( $TA$ )	
<p>Контакт коммутационного устройства. Общее обозначение (<math>S</math>), реле (<math>K</math>):</p> <p>а — замыкающий; б — размыкающий; в — переключающий.</p>	
<p>Контакт замыкающий с замедлителем, действующим (<math>S</math>):</p> <p>а — при срабатывании; б — при возврате.</p>	
<p>Контакт размыкающий с замедлителем, действующим (<math>S</math>):</p> <p>а — при срабатывании; б — при возврате.</p>	
<p>А. Контакт без самовозврата; Б. Контакт с автоматическим возвратом при перегрузке (<math>SF</math>)</p>	
Выключатель кнопочный нажимной с замыкающим контактом ( $SB$ )	

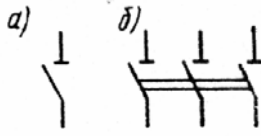
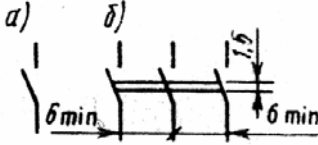
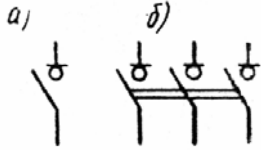
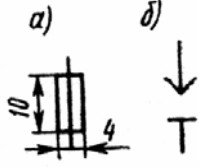
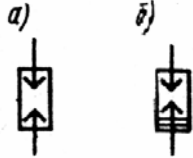
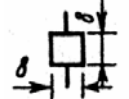


Наименование и буквенные обозначения в схемах (ГОСТ 2.710–81)	Обозначения
Разъединитель ( <i>QS</i> ): а — однополюсный; б — трехполюсный.	
Выключатель ( <i>SA</i> ): а — однополюсный; б — трехполюсный.	
Выключатель-разъединитель (выключатель нагрузки) ( <i>QW</i> ): а — однополюсный; б — трехполюсный.	
Предохранитель: а — плавкий ( <i>FU</i> ); б — пробивной ( <i>F</i> ).	
Разрядник ( <i>FV</i> ): а — трубчатый; б — вентильный.	
Выключатель мощности напряжением выше 1 кВ ( <i>QF</i> )	
Короткозамыкатель ( <i>QK</i> )	
Отделитель ( <i>QR</i> ): а — одностороннего действия; б — двустороннего действия.	

Таблица П.2

### Экономическая плотность тока

Наименование элементов	Плотность $I_{эк}$ , А/мм <sup>2</sup> , при $T_{max}$ , ч/год		
	1000–3000	3001–5000	5001–8760
Голые провода и шины, алюминиевые:			
- европейская часть РФ, Забайкалье, Дальний Восток	1,3	1,1	1,0
- Центральная Сибирь	1,5	1,4	1,3

Наименование элементов	Плотность $I_{эк}$ , А/мм <sup>2</sup> , при $T_{max}$ , ч/год		
	1000–3000	3001–5000	5001–8760
Кабели с бумажной и провода с резиновой и полихлорвиниловой изоляцией с алюминиевыми жилами: - европейская часть РФ, Забайкалье, Дальний Восток - Центральная Сибирь	1,6	1,4	1,2
	1,8	1,6	1,5
Кабели с резиновой и пластмассовой изоляцией с алюминиевыми жилами: - европейская часть РФ, Забайкалье, Дальний Восток - Центральная Сибирь	1,9	1,7	1,6
	2,2	2,0	1,9

Таблица П.3

**Нормы ежегодных отчислений на амортизацию и обслуживание,  
в относительных единицах**

Наименование проводников системы	Норма амортизационных отчислений $p_a$	Затраты на ремонт и обслуживание $p_p+p_o$	Всего издержки на амортизацию и обслуживание $p_{\Sigma}$
Кабельные линии до 10 кВ: – со свинцовой оболочкой, проложенные в земле и помещениях	0,023	0,02	0,043
– с алюминиевой оболочкой, проложенные:	0,043	0,02	0,063
▪ в земле	0,023	0,02	0,043
▪ в помещениях			
– с пластмассовой изоляцией, проложенные в земле и помещениях	0,053	0,02	0,073
Кабельные линии до 20–35 кВ со свинцовой оболочкой, проложенные в земле и помещениях	0,034	0,02	0,054
Кабельные линии до 110–220 кВ, проложенные в земле и помещениях	0,025	0,02	0,045
Воздушные линии до 20 кВ на металлических или железобетонных опорах	0,036	0,003	0,039
Воздушные линии до 20 кВ на деревянных опорах	0,057	0,005	0,062

Окончание табл. П.3

Норма амортизационных отчислений $p_a$	Норма амортизационных отчислений $p_a$	Затраты на ремонт и обслуживание $p_p+p_o$	Всего издержки на амортизацию и обслуживание $p_{\Sigma}$
Воздушные линии 35 кВ и выше на стальных и железобетонных опорах	0,024	0,004	0,028
Воздушные линии 35–220 кВ на деревянных опорах	0,049	0,005	0,054
Силовое электротехническое оборудование и распределительные устройства:			
до 20 кВ	0,064	0,04	0,104
35-150 кВ	0,058	0,030	0,088
220 кВ и выше	0,058	0,02	0,078

Таблица П.4

**Основные расчетные данные трехфазных кабелей с медными жилами**

Напряжение, кВ	Сечение жилы, мм <sup>2</sup>	Длительно допустимая токовая нагрузка, А		Потери в одном кабеле при полной нагрузке, кВт/км	Длина кабеля на 1 % потери напряжения, м
		при прокладке в траншее	при прокладке на конструкциях		
6	10	80	55	41	310
	16	105	65	46	370
	25	135	90	47	445
	35	160	110	49	524
	50	200	145	52	600
	70	245	175	59	690
	95	295	215	61	790
	120	340	250	64	865
	150	390	290	66	935
	185	440	325	70	1020
	240	510	375	72	1150
10	16	95	60	38	535
	25	120	85	37	650
	35	150	105	43	730
	50	180	135	44	860
	70	215	165	45	1010
	95	265	200	49	1120
	120	310	240	53	1210
	150	355	270	54	1320
	185	400	305	58	1440
	240	460	350	60	1570

Таблица П.5

**Основные расчетные данные трехфазных кабелей  
с алюминиевыми жилами**

Напря- жение, кВ	Сечение жилы, мм <sup>2</sup>	Длительно допустимая токовая нагрузка, А		Потери в од- ном кабеле при полной нагруз- ке, кВт/км	Длина кабе- ля на 1% по- тери напря- жения, м
		При проклад- ке в траншее	При прокладке на конструкциях		
6	10	60	42	40	185
	16	80	50	45	220
	25	105	70	50	260
	35	125	85	51	310
	50	155	110	54	360
	70	190	135	59	410
	95	225	165	61	470
	120	260	190	64	510
	150	300	225	67	560
	185	340	250	69	600
	240	390	290	70	680
10	16	75	46	36	400
	25	90	65	39	510
	35	115	80	42	560
	50	140	105	44	660
	70	165	130	44	780
	95	205	155	50	860
	120	240	185	54	930
	150	275	210	56	1010
	185	310	235	57	1100
	240	355	270	58	1250

Таблица П.6

**Допустимые перегрузки кабелей 6–10 кВ в нормальных режимах**

Место про- кладки кабеля	Предваритель- ная нагрузка кабеля, %	Допустимые перегрузки (по отношению к нормальной нагрузке) в течение времени		
		0,5 ч	1 ч	3 ч
В земле	60	1,35	1,30	1,15
	80	1,20	1,15	1,10
В воздухе	60	1,25	1,15	1,10
	80	1,15	1,10	1,05
В трубах (в земле)	60	1,20	1,10	1,00
	80	1,10	1,05	1,00

Таблица П.7

**Коэффициенты снижения на число работающих кабелей,  
лежащих рядом в земле**

Расстояние в свету, мм	Коэффициент снижения при числе кабелей					
	1	2	3	4	5	6
100	1,00	0,90	0,85	0,80	0,78	0,75
200	1,00	0,92	0,87	0,84	0,82	0,81
300	1,00	0,93	0,90	0,87	0,86	0,85

Таблица П.8

**Активные и индуктивные сопротивления трехжильных кабелей  
с поясной изоляцией**

Номинальное сечение жил, мм <sup>2</sup>	Активное сопротивление жил при $t=20^{\circ}\text{C}$ , Ом/км		Индуктивное сопротивление, Ом/км, при номинальном напряжении, кВ	
	алюминиевых	медных	6	10
10	3,10	1,84	0,11	0,122
16	1,94	1,15	0,102	0,113
25	1,24	0,74	0,091	0,099
35	0,89	0,52	0,087	0,095
50	0,62	0,37	0,083	0,090
70	0,443	0,26	0,08	0,086
95	0,326	0,194	0,078	0,083
120	0,258	0,153	0,076	0,081
150	0,206	0,122	0,074	0,079
185	0,167	0,099	0,073	0,077
240	0,129	0,077	0,071	0,075

Таблица П.9

**Конструктивные и расчетные данные неизолированных медных,  
алюминиевых и сталеалюминиевых проводов (ГОСТ 839–74)**

Медный провод (М)			Алюминиевый провод (А)			Сталеалюминиевый провод (АС)		
Номинальное сечение, мм <sup>2</sup>	Диаметр, мм	Активное сопротивление, Ом/км	Номинальное сечение, мм <sup>2</sup>	Диаметр, мм	Активное сопротивление, Ом/км	Номинальное сечение, мм <sup>2</sup>	Диаметр, мм	Активное сопротивление, Ом/км
10	3,6	1,79	16	5,1	1,80	25	6,9	1,146
16	5,1	1,13	25	6,4	1,14	35	8,4	0,773
25	6,4	0,72	35	7,5	0,83	50	9,6	0,592
35	7,5	0,515	50	9,0	0,576	70	11,4	0,420
50	9,0	0,361	70	10,7	0,412	95	13,5	0,314
70	10,7	0,267	95	12,6	0,308	120	15,5	0,249
95	12,6	0,191	120	14,0	0,246	150	16,8	0,195
120	14,0	0,154	150	15,8	0,194	185	18,8	0,159

Таблица П.10

**Средние значения сопротивлений стальных проводов  
(для приближенных расчетов)**

Марка проводов	Среднее значение сопротивления, Ом/км		Марка проводов	Среднее значение сопротивления, Ом/км	
	активное	Внутреннее индуктивное $X_{в.уд}$		активное	Внутреннее индуктивное $X_{в.уд}$
ПС-95	1,7	0,2	Ж-6	9,0	4,6
ПС-70	2,1	0,5	ПСО-5 (Ж-5)	11,0	5,6
ПС-50	3,4	0,8	ПСО-4 (Ж-4)	13,0	5,6
ПС-35	4,5	1,2	ПСО-3,5	17,0	5,6
ПС-25	6,2	1,4			

Таблица П.11

**Технические данные реле РТВ**

Тип реле	Приводы типов ПП-61 и ПП-67			Выключатель типа ВМП-10		
	Уставка тока, А	Потребляемая мощность, В·А при якоре		Уставка тока, А	Потребляемая мощность, В·А при якоре	
		опущенном	втянутом		опущенном	втянутом
РТВ-I и РТВ-IV	5	44	112	5	35	80
	6	36	101	6	40	84
	7,5	41	118	7	45,6	95
	10	40	113	8	45	92
				9	40,5	99
10	40	114	10	46	97	
РТВ-II и РТВ-V	10	40	114	10	45	75
	12,5	40	114	12	49	80,4
	15	44	125	14	53	82,5
	17,5	45	125	16	51	80
				18	49,5	82,9
20	50	81				
РТВ-III и РТВ-VI	20	37	107	20	44	74,5
	25	41	116	22	46	80,5
	30	44	126	24	49	85
	35	52	142	27	55	88
				30	60	96,3
35	70	109				

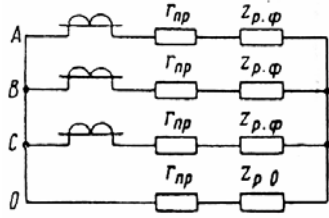
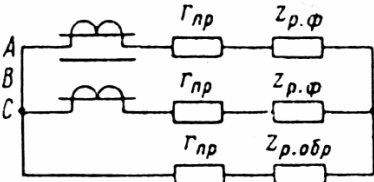
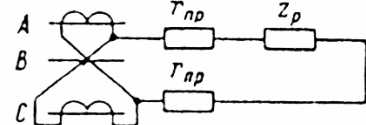
Таблица П.12

**Рекомендуемые значения номинальных токов плавких предохранителей (и их заменяемых элементов) для защиты трехфазных силовых трансформаторов 6/0,4 и 10/0,4 кВ**

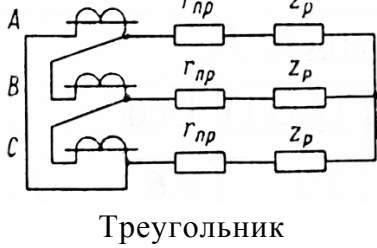
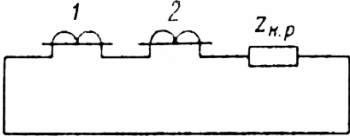
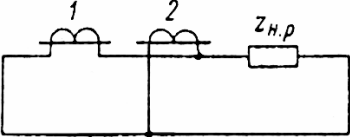
Мощность защищаемого трансформатора, кВ·А	Номинальный ток, А					
	трансформатора на стороне			предохранителя на стороне		
	0,4 кВ	6 кВ	10 кВ	0,4 кВ	6 кВ	10 кВ
25	36	2,40	1,44	40	8	5
40	58	3,83	2,30	60	10	8
63	91	6,05	3,64	100	16	10
100	145	9,60	5,80	150	20	16
160	231	15,40	9,25	250	31,5	20
250	360	24,00	14,40	400	50	40 (31,5)
400	580	38,30	23,10	600	80	50
630	910	60,50	36,40	1000	160	80

Таблица П.13

**Расчетные формулы для определения вторичной нагрузки трансформаторов тока**

№ п.п.	Схема соединения трансформаторов тока и вторичной нагрузки	Вид к. з.	Вторичная расчетная нагрузка трансформаторов тока (на фазу) $z_{н.расч.}$
1	 <p>Полная звезда</p>	Трехфазное и двухфазное	$z_{н.расч.} = r_{np} + z_p + r_{пер}$
		Однофазное	$z_{н.расч.} = 2r_{np} + z_{p.φ} + z_{p0} + r_{пер}$
2	 <p>Неполная звезда</p>	Трехфазное	$z_{н.расч.} \approx \sqrt{3}r_{np} + z_{p.φ} + z_{p.обp} + r_{пер}$
		Двухфазное АВ или ВС	$z_{н.расч.} = 2r_{np} + z_{p.φ} + z_{p.обp} + r_{пер}$
		Двухфазное за трансформатором Y/Δ-11	$z_{н.расч.} = 3r_{np} + z_{p.φ} + 2z_{p.обp} + r_{пер}$
3	 <p>На разность токов двух фаз А и С</p>	Трехфазное	$z_{н.расч.} = \sqrt{3}(2r_{np} + z_p) + r_{пер}$
		Двухфазное АС	$z_{н.расч.} = 4r_{np} + 2z_p + r_{пер}$
		Двухфазное АВ или ВС	$z_{н.расч.} = 2r_{np} + 2z_p + r_{пер}$



№ п.п.	Схема соединения трансформаторов тока и вторичной нагрузки	Вид к. з.	Вторичная расчетная нагрузка трансформаторов тока (на фазу) $z_{н.расч.}$
4	 <p>Треугольник</p>	Трехфазное и двухфазное за трансформатором Y/Δ-11	$z_{н.расч.} = 3r_{np} + 3z_p + r_{пер}$
		Однофазное	$z_{н.расч.} = 2r_{np} + 2z_p + r_{пер}$
5	 <p>Последовательное соединение вторичных обмоток трансформаторов тока</p>	—	$z'_{н.расч.} = 0,5z_{н.расч.}$ где $z_{н.расч.}$ – нагрузка, рассчитанная по формулам пп.1–4. 1, 2 – трансформаторы тока одного и того же класса точности
6	 <p>Параллельное соединение вторичных обмоток трансформаторов тока</p>	—	$z'_{н.расч.} = 2z_{н.расч.}$ где $z_{н.расч.}$ – нагрузка, рассчитанная по формулам пп.1–4. 1, 2 – трансформаторы тока одного и того же класса точности

**Примечание.** Во всех случаях принимается переходное сопротивление на контактах  $r_{пер} = 0,1$  Ом.

Таблица П.14

**Рекомендуемые значения  $K_{н.с}$  для расчета максимальной токовой защиты линий 6–35 кВ распределительных сетей**

Тип реле защиты		$K_{н.с}$
последующей	предыдущей	
РТ-40	РТ-40	1,25
	РТ-80	1,3
	РТВ	1,4
РТ-80, 81	РТ-40	1,3
	РТ-80, 81	1,3
	РТВ	1,4
РТВ	РТ-40	1,4
	РТ-80, 81	1,4
	РТВ	1,5

Таблица П.15

**Формулы для определения расчетных токов в реле максимальных токовых защит при двухфазных к.з.**

Схема выполнения максимальной токовой защиты	Коэффициент схемы при симметричном режиме $K_{сх}^{(3)}$	Токи в реле при двухфазном к.з.	
		в месте установки защиты или за трансформатором $Y/Y - 0 (12)$	за трансформатором $Y/\Delta-11$
Полная звезда	1	$I_p = \frac{\sqrt{3}I_k^{(3)}}{2n_\tau}$	$I_p = \frac{I_k^{(3)}}{n_\tau}$
Неполная звезда с двумя реле	1	$I_p = \frac{\sqrt{3}I_k^{(3)}}{2n_\tau}$	$I_p = \frac{0,5 I_k^{(3)}}{n_\tau}$
Неполная звезда с тремя реле (третье реле включено в обратный провод)	1	$I_p = \frac{\sqrt{3}I_k^{(3)}}{2n_\tau}$	$I_p = \frac{I_k^{(3)}}{n_\tau}$
Треугольник с тремя реле	$\sqrt{3}$	$I_p = \frac{\sqrt{3}I_k^{(3)}}{n_\tau}$	$I_p = \frac{1,5 I_k^{(3)}}{n_\tau}$
Треугольник с двумя реле	$\sqrt{3}$	$I_p = \frac{\sqrt{3}I_k^{(3)}}{2n_\tau}$	$I_p = \frac{1,5 I_k^{(3)}}{n_\tau}$
Схема включения одного реле на разность токов двух фаз $A$ и $C$	$\sqrt{3}$	$I_p = \frac{\sqrt{3}I_k^{(3)}}{2n_\tau}$	Схема не применяется (отказывает при к.з. фаз $A$ и $B$ ).

**Примечание.**  $I_k^{(3)}$  – ток трехфазного к.з., приведенный к напряжению той питающей стороны, где установлена рассматриваемая защита;  $n_\tau$  – коэффициент трансформации трансформаторов тока этой защиты.

Таблица П.16

**Формулы для определения расчетных токов в реле максимальных токовых защит на стороне 6 (10) кВ при однофазных к.з. на стороне 0,4 кВ трансформаторов  $Y/Y$  и  $Y/\Delta$**

Схема выполнения максимальной токовой защиты	Коэффициент схемы при симметричном режиме $K_{сх}$	Токи в реле при однофазном к.з. за трансформатором	
		$Y/Y - 0$	$Y/\Delta-11$
Полная звезда	1	Не применяется	Не применяется
Неполная звезда с двумя реле	1	$I_p = \frac{I_k^{(1)}}{3n_\tau}$	$I_p = \frac{I_k^{(1)}}{\sqrt{3}n_\tau}$

Схема выполнения максимальной токовой защиты	Коэффициент схемы при симметричном режиме $K_{ск}$	Токи в реле при однофазном к.з. за трансформатором	
		Y/Y - 0	Y/Δ-11
Неполная звезда с тремя реле (третье реле включено в обратный провод)	1	$I_p = \frac{2I_k^{(1)}}{3n_\tau}$	$I_p = \frac{I_k^{(1)}}{\sqrt{3}n_\tau}$
Треугольник с тремя реле	$\sqrt{3}$	Не применяется	$I_p = \frac{2I_k^{(1)}}{\sqrt{3}n_\tau}$
Треугольник с двумя реле	$\sqrt{3}$	Не применяется	$I_p = \frac{I_k^{(1)}}{\sqrt{3}n_\tau}$
Схема включения одного реле на разность токов двух фаз A и C.	$\sqrt{3}$	Схема не применяется (отказывает при однофазном к.з. фазы B)	Схема не применяется (отказывает при к.з. фаз B и C)

**Примечание.**  $I_k^{(3)}$  — полный ток однофазного к.з. на стороне 0,4 кВ, приведенный к напряжению питающей стороны трансформатора, где установлена максимальная токовая защита;  $n_\tau$  — коэффициент трансформации трансформаторов тока этой защиты.

Таблица П.17

**Сопротивление  $\frac{1}{3}z\tau^{(1)}$  масляных трансформаторов новых типов  
с низшим напряжением 400–230 В**

Мощность трансформатора, кВ·А	Высшее напряжение, кВ	$\frac{1}{3}z\tau^{(1)}$ , приведенное к напряжению 400 В, Ом	Мощность трансформатора, кВ·А	Высшее напряжение, кВ	$\frac{1}{3}z\tau^{(1)}$ , приведенное к напряжению 400 В, Ом
1.	Схема соединений звезда – звезда с выведенной нейтралью		2.	Схема соединений треугольник – звезда с выведенной нейтралью	
25	6 и 10	1,04	400	6 и 10	0,019
40	6 и 10	0,65	630	6 и 10	0,014
63	6 и 10	0,41	1000	6 и 10	0,009
	20	0,38	1600	6 и 10	0,006

Мощность трансформатора, кВ·А	Высшее напряжение, кВ	$\frac{1}{3} z\tau^{(1)}$ , приведенное к напряжению 400 В, Ом	Мощность трансформатора, кВ·А	Высшее напряжение, кВ	$\frac{1}{3} z\tau^{(1)}$ , приведенное к напряжению 400 В, Ом
1.	Схема соединений звезда – звезда с выведенной нейтралью		3.	Схема соединений звезда — зигзаг с выделенной нейтралью	
100	6–35	0,26	25	6 и 10	0,3
160	6–35	0,16	40	6 и 10	0,19
250	6–35	0,1	63	6 и 10	0,12
400	6–35	0,065	100	6 и 10	0,075
630	6–35	0,042	160	6 и 10	0,05
1000	6 и 10	0,027	250	6 и 10	0,03
	35	0,0255		20 и 35	0,043
1600	6 и 10	0,018			
	35	0,017			

**Примечание.** Для трансформаторов с нижним напряжением 230–127 В указанное в таблице сопротивление должно быть уменьшено в 3 раза.

Таблица П.18

### Технические данные реле РТ-40

Технические данные реле	Диапазон установок, А	Потребляемая мощность при токе минимальной установки, ВА
РТ-40/0,2	0,05-0,2	0,2
РТ-40/0,6	0,15-0,6	
РТ-40/2	0,5-2	
РТ-40/6	1,5-6	0,5
РТ-40/10	2,5-10	
РТ-40/20	5-20	
РТ-40/50	12,5-50	0,8
РТ-40/100	25-100	1,8
РТ-40/200	50-200	8

Коэффициент возврата:  $K_B \geq 0,85$  на первой уставке тока;

$K_B \geq 0,80$  на других уставках.

Время срабатывания:  $t_{с.р} \leq 0,1$  с при  $I_p = 1,2 I_{с.р}$ ;

$t_{с.р} \leq 0,03$  с при  $I_p = 3 I_{с.р}$ .

Таблица П.19

**Технические данные реле РТ-81 – РТ-86**

Реле	Номинальный ток, А	Уставки тока срабатывания индукционного элемента, А	Уставки времени срабатывания, с	Кратность тока при срабатывании отсечки
РТ-81/1	10; 5	4; 5; 6; 8; 9; 10	0,5-4	2-8
РТ-81/2		4; 2,5; 3; 3,5; 4; 4,5; 5	2,16	
РТ-82/1		4; 5; 6; 7; 8; 9; 10		
РТ-82/2		2; 2,5; 3; 3,5; 4; 4,5; 5	1-4	
РТ-83/1		4; 5; 6; 7; 8; 9; 10		
РТ-83/2		2; 2,5; 3; 3,5; 4; 4,5; 5	4-16	
РТ-84/1		4; 5; 6; 7; 8; 9; 10		
РТ-84/2		2; 2,5; 3; 3,5; 4; 4,5; 5	0,5-4	
РТ-85/1		4; 5; 6; 7; 8; 9; 10		
РТ-85/2		2; 2,5; 3; 3,5; 4; 4,5; 5	4-16	
РТ-86/1		4; 5; 6; 7; 8; 9; 10		
РТ-86/2		2; 2,5; 3; 3,5; 4; 4,5; 5		

Коэффициент возврата:  $K_B \geq 0,8$ .

Потребляемая мощность:  $S \leq 10 \text{ В} \cdot \text{А}$ .

Таблица П.20

**Технические данные реле РСТ**

Реле	Диапазон уставок, А	Номинальный ток, А
РСТ-13-04	0,05-0,2	0,4
РСТ-13-09	0,15-0,6	1,6
РСТ-13-14	0,5-2	2,5
РСТ-13-19	1,5-6	10
РСТ-13-24	5-20	16
РСТ-13-29	15-60	16

Коэффициент возврата:  $K_B \geq 0,9$ .

Потребляемая мощность:  $S = 0,1 - 0,18 \text{ В} \cdot \text{А}$  в режиме ожидания;

$S = 8,5 \text{ В} \cdot \text{А}$  в режиме срабатывания.

Род тока: РСТ-11 — переменный;

РСТ-13 — постоянный.

Таблица П.21

**Технические данные реле РН-53**

Реле	Диапазон уставок			
	I		II	
	$U_{c.p}, В$	$U_{p.ном}, В$	$U_{c.p}, В$	$U_{p.ном}, В$
РН-53/60	15-30	30	30-60	60
РН-53/200	50-100	100	100-200	200

Назначение: максимальное реле напряжения.

Коэффициент возврата:  $K_B \geq 0,8$ .

Время срабатывания:  $t_{c.p} \leq 0,1$  с при  $U_p = 1,2 U_{c.p}$ ;

$t_{c.p} \leq 0,03$  с при  $U_p = 2 U_{c.p}$ .

Потребляемая мощность:  $S = 1 В \cdot А$ .

Таблица П.22

**Технические данные реле РН-54**

Реле	Диапазон уставок			
	I		II	
	$U_{c.p}, В$	$U_{p.ном}, В$	$U_{c.p}, В$	$U_{p.ном}, В$
РН-54/48	12-24	30	24-48	60
РН-54/160	40-80	100	80-160	200
РН-54/320	80-160	200	160-320	400

Назначение: минимальное реле напряжения.

Коэффициент возврата:  $K_B \geq 1,25$ .

Время срабатывания:  $t_{c.p} \leq 0,15$  с при  $U_p = 0,8 U_{c.p}$ ;

$t_{c.p} \leq 0,1$  с при  $U_p = 0,5 U_{c.p}$ .

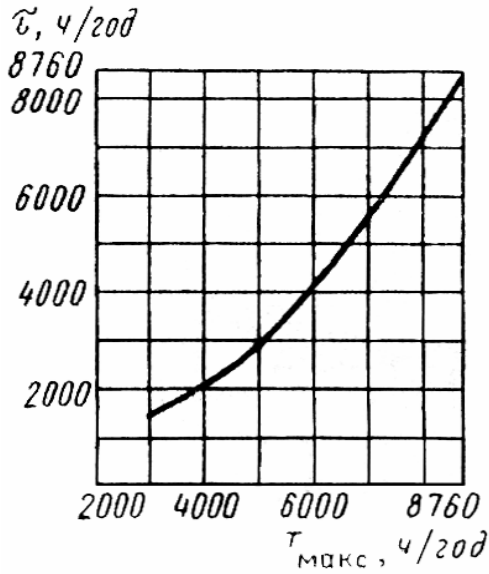


Рис. П.1. Зависимость времени наибольших потерь  $\tau$  от числа часов использования максимума  $I_{max}$  для любых значений  $\cos \varphi$

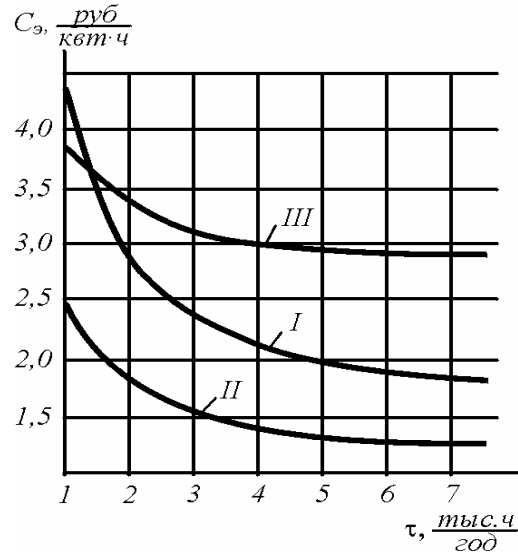


Рис. П.2. Удельные показатели стоимости потерь электроэнергии в электрических сетях (данные 2002 г.):  
 I – районы ЕЭС (ОЭС Центра, Юга, Северо-Запада, Средней Волги, Урала, Северного Кавказа);  
 II – районы ОЭС Сибири;  
 III – районы ОЭС Дальнего Востока

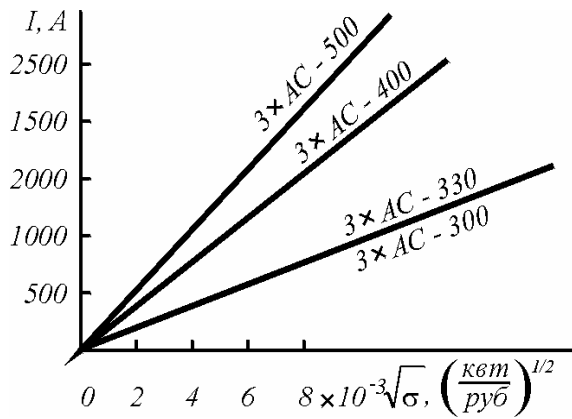


Рис. П.3. Номограммы линий 500 кВ на стальных свободностоящих опорах (расщепление фазы на 3 провода)

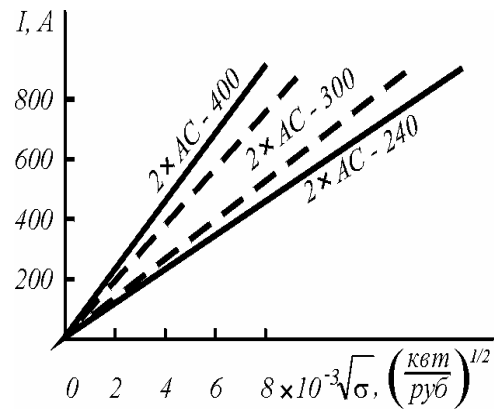


Рис. П.4. Номограммы линий 330 кВ (расщепление фазы на 2 провода)  
 ————— на одноцепных стальных опорах; — — — — на железобетонных одноцепных опорах

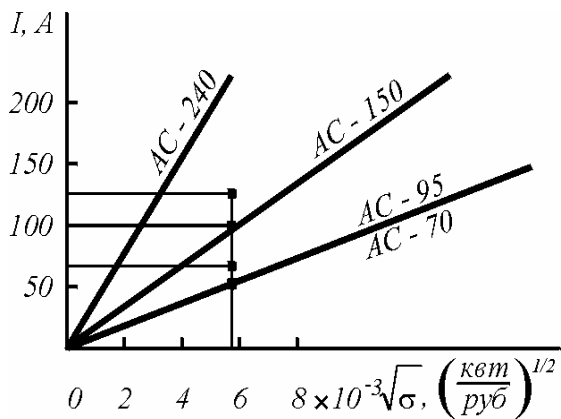


Рис. П.5. Номограммы линий 110 кВ на стальных одноцепных опорах (сечение АС-120 и АС-185 экономически невыгодны)

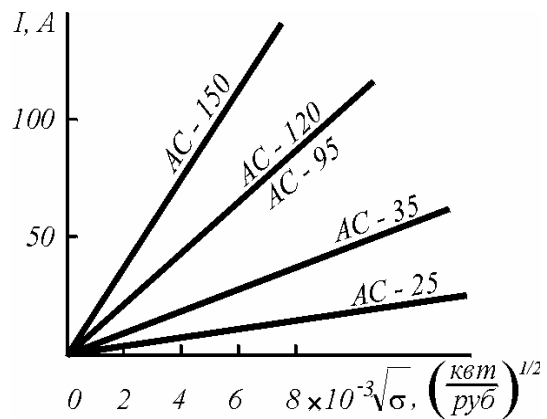


Рис. П.6. Номограммы линий 10–35 кВ на железобетонных одноцепных опорах

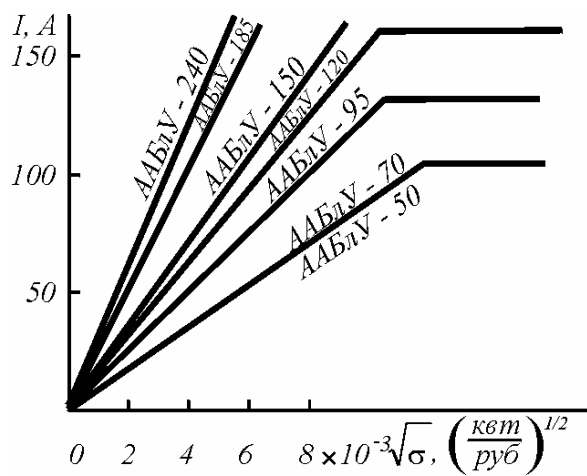


Рис. П.7. Номограммы кабелей 20 кВ марки ААБЛУ с прокладкой одного кабеля в траншее

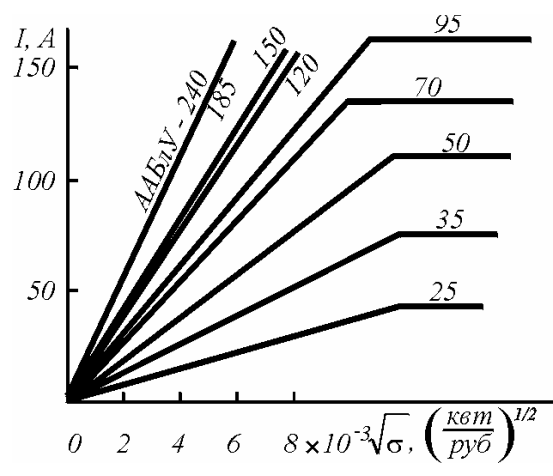


Рис. П.8. Номограммы кабелей 6–10 кВ марки ААБЛУ с прокладкой одного кабеля в траншее



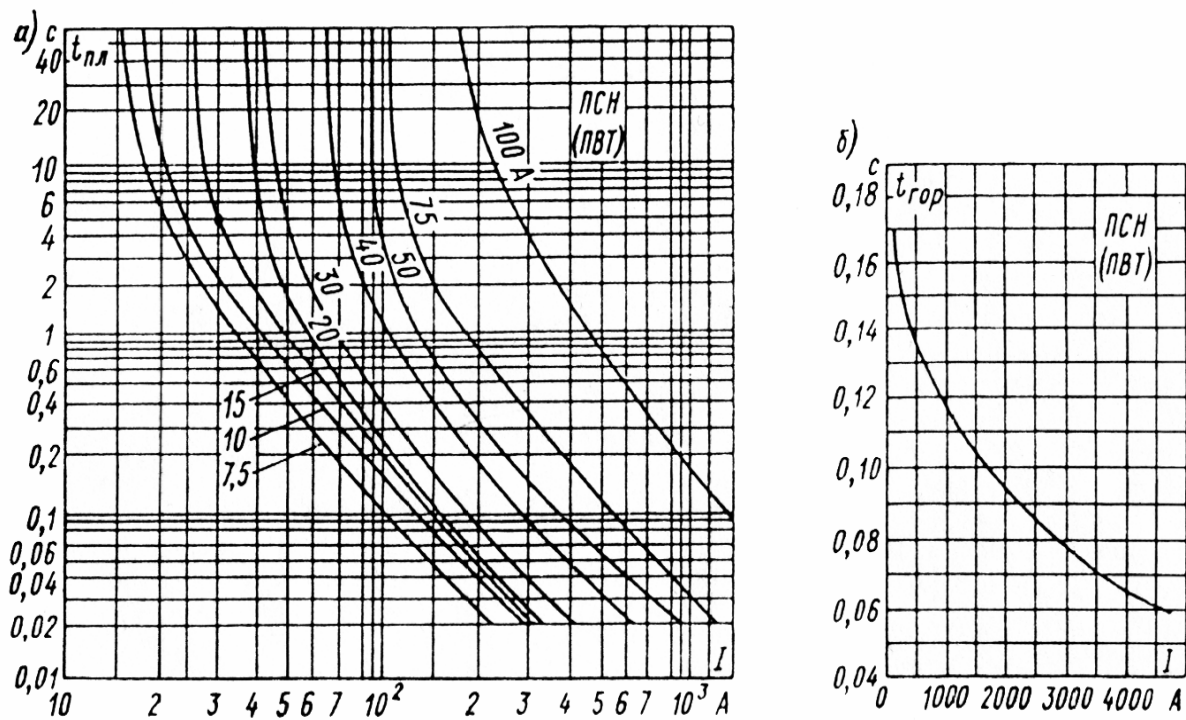


Рис. П.9. Время-токовые (защитные) характеристики плавких предохранителей типа ПСН (новое наименование ПВТ): зависимость времени плавления  $t_{пл}$  (а) и времени горения дуги  $t_{гор}$  (б) от ожидаемого тока  $I$

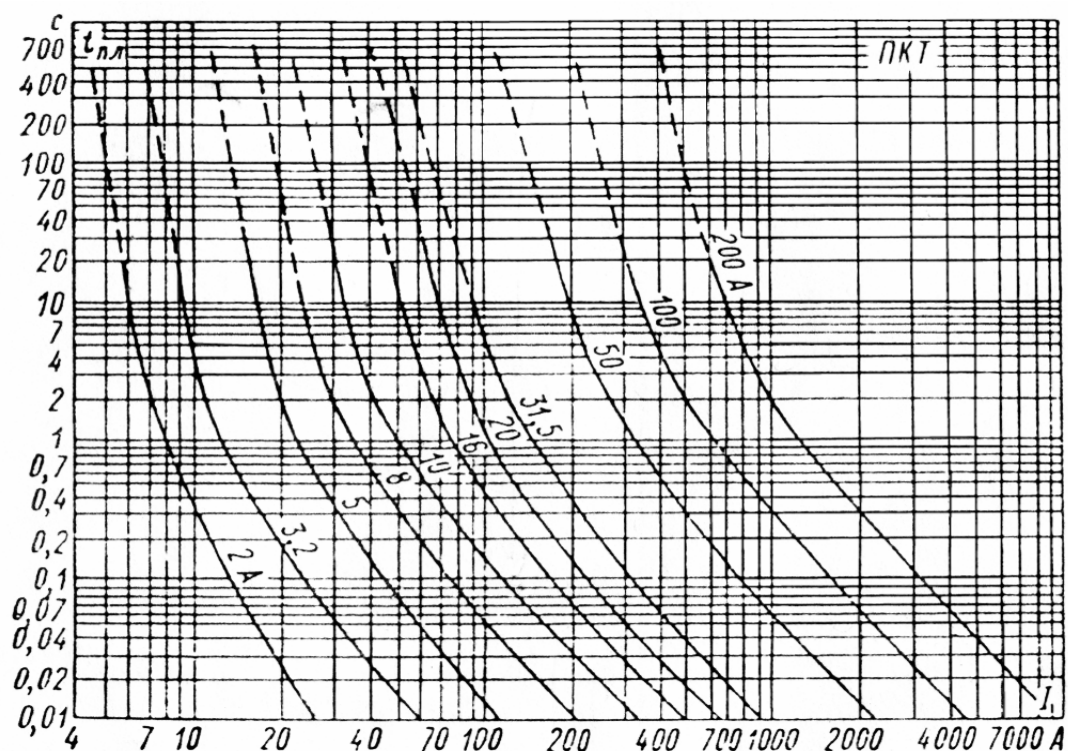


Рис. П.10. Время-токовые характеристики плавких предохранителей типа ПКТ напряжением 10 кВ с номинальным током отключения 12,5 кВ (конец штриховой части характеристики соответствует минимальному току отключения)

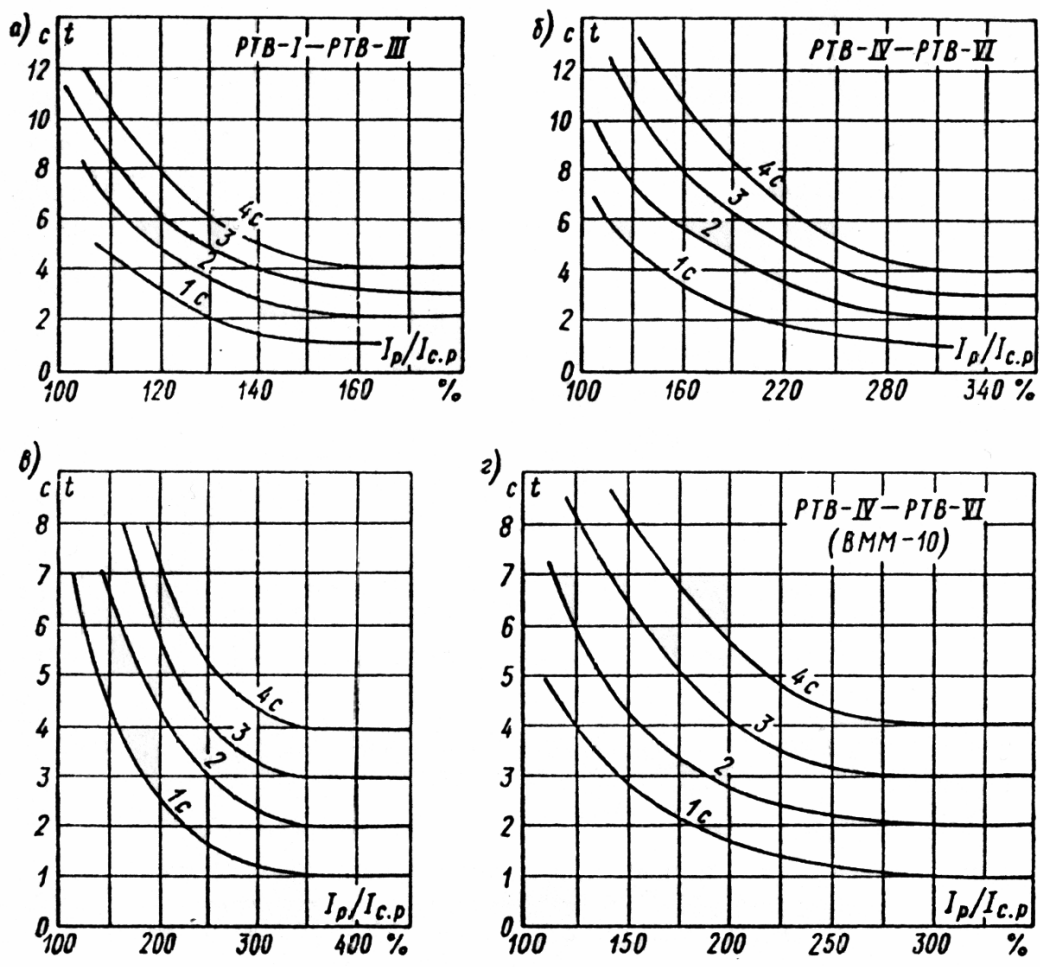


Рис. П.11. Характеристики токовых реле  $t_p = f(I_p / I_{c.p.})$

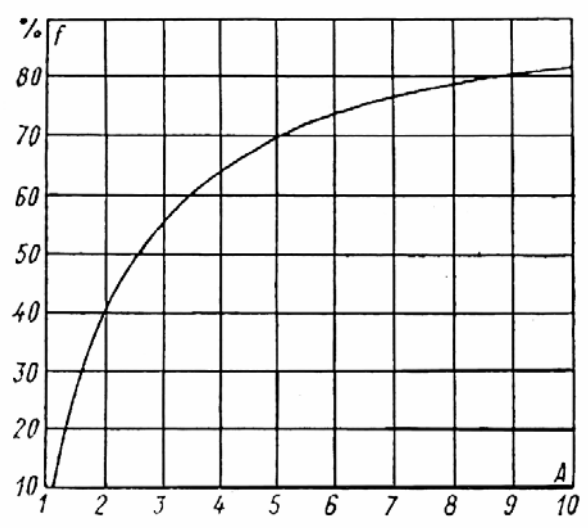


Рис. П.12. Зависимость  $f = \varphi(A)$  для определения токовых погрешностей трансформаторов тока более 10 %

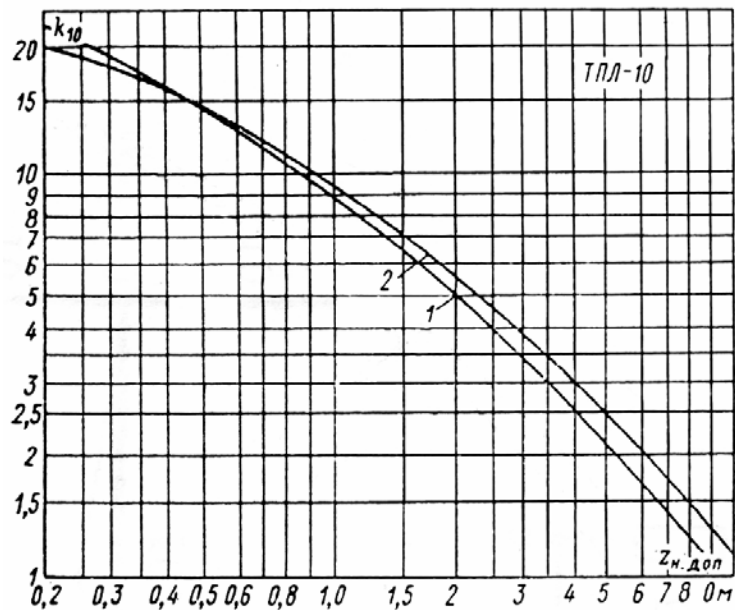


Рис. П.13. Кривые предельных кратностей трансформаторов тока типа ТПЛ-10: 1 – для  $K_{Ta} = (5/5)/(600/5)$  класса P; 2 – для  $K_{Ta} = 800/5$  класса P

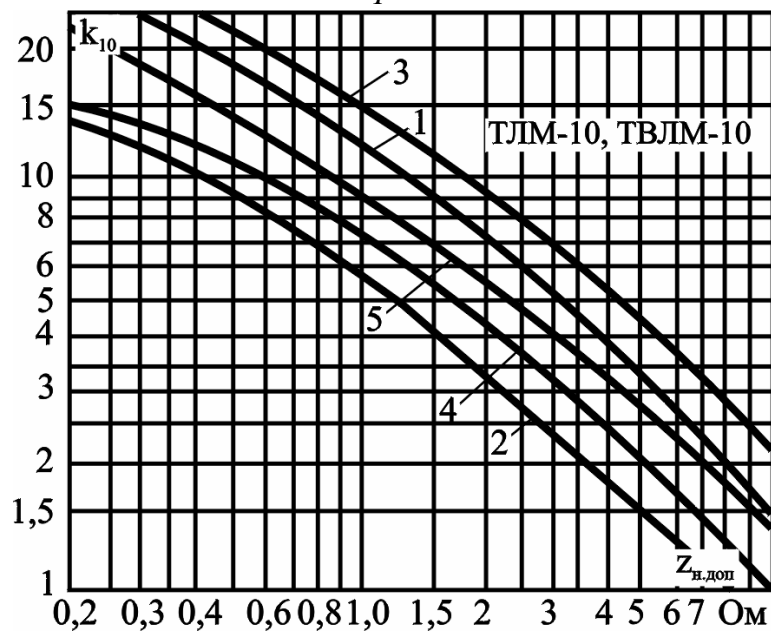


Рис. П.14. Кривые предельных кратностей трансформаторов тока типа ТЛМ-10; ТВЛМ-10: 1 – для  $K_{Ta} = 50/5 \dots 300/5, 1000/5$  (ТЛМ),  $20/5 \dots 300/5, 600/5, 1000/5$  (ТВЛМ) класса P; 2 – для  $K_{Ta} = 50/5 \dots 300/5, 1000/5$  (ТЛМ),  $20/5 \dots 300/5, 600/5, 1000/5$  (ТВЛМ) класса 0,5; 3 – для  $K_{Ta} = 400/5 \dots 800/5, 1500/5$  (ТЛМ, ТВЛМ) для класса P; 4 – для  $K_{Ta} = 400/5 \dots 800/5, 1000/5$  (ТЛМ, ТВЛМ) для класса 0,5; 5 – для  $K_{Ta} = 1500/5$  (ТЛМ, ТВЛМ) для класса 0,5

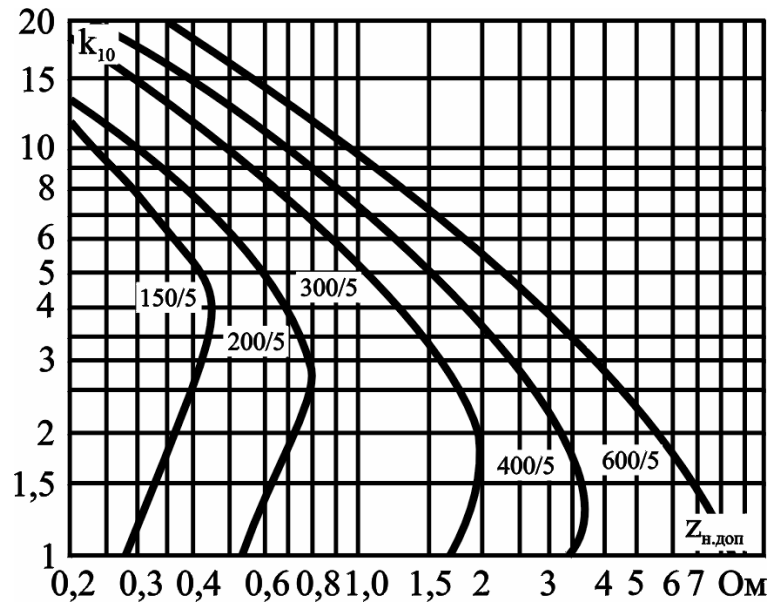


Рис. П.15. Кривые предельных кратностей встроенных трансформаторов тока типа ТВТ-35-1

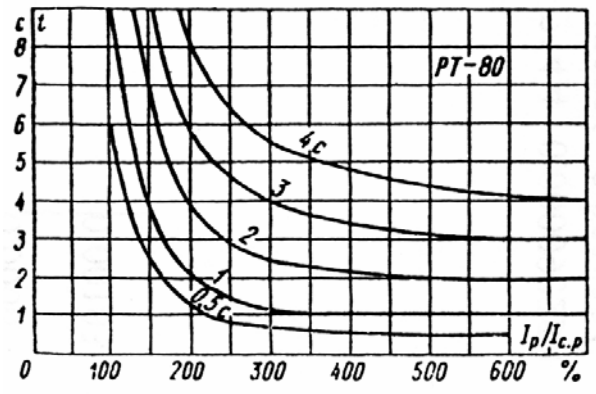


Рис. П.16. Характеристики  $t_p = f(I_p / I_{c.p})$  реле типа РТ-80

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Правила устройства электроустановок. – 6-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1998. – 640 с.
2. Гибкие токопроводы в системах электроснабжения промышленных предприятий / В.Б. Куинджи и др. – М.: Энергоатомиздат, 1991. – 187 с.
3. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 8. Поперечная дифференциальная направленная защита линий 35–220 кВ. – М.: Энергия, 1970. – 186 с.
4. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 7. Дистанционная защита линий 35–330 кВ. – М.: Энергия, 1980. – 172 с.
5. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 12. Токовая защита нулевой последовательности от замыканий на землю линий 11–500 кВ. – М.: Энергия, 1980. – 172 с.
6. Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. – Л.: Энергоатомиздат, 1985. – 295 с.
7. Реле защиты / В.С. Алексеев и др. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 464 с.
8. Гельфанд Я.С. Релейная защита распределительных сетей. – Л.: Энергоатомиздат, 1985. – 328 с.
9. Комплексное устройство защиты и автоматики 10 (6) кВ SPAC801. Техническое описание и инструкции по эксплуатации. – Чебоксары: АВВ-Реле, 1995. – 59 с.
10. Кривенков В.В., Новелла В.Н. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения. – М.: Энергоатомиздат, 1981. – 328 с.
11. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 4. Защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов. – М.: Энергия, 1986. – 126 с.
12. Шабад М.А. Защита трансформаторов распределительных сетей. – Л.: Энергоатомиздат, 1981. – 136 с.
13. Авербух А.М. Релейная защита в задачах с решениями и примерами. – Л.: Энергоатомиздат, 1985. – 416 с.
14. Федосеев А.М. Релейная защита релейных систем. Релейная защита сетей. – М.: Энергоатомиздат, 1981. – 328 с.
15. Темкина Р.В. Измерительные органы релейной защиты на интегральных микросхемах. – М.: Энергоатомиздат, 1995. – 251 с.

16. Коваленский И.В. Релейная защита электродвигателей напряжением выше 1000 В. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 105 с.
17. Слодарж М.И. Режим работы, релейная защита и автоматика синхронных электродвигателей. – М.: Энергоатомиздат, 1991. – 216 с.
18. Киреева Э.А., Юнее Т., Айюби М. Автоматизация и экономия электроэнергии в системах промышленного электроснабжения. – М.: Энергоатомиздат, 1998. – 314 с.
19. ГОСТ 27514-87. Короткие замыкания в электропроводах. Методы расчета. – М.: Госстандарт, 1988. – 47 с.
20. Сборник директивных материалов по эксплуатации энергосистем (электрическая часть). 3-е изд. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 632 с.
21. Королев Е.Л., Либерзон Э.М. Расчет допустимых нагрузок в токовых цепях релейной защиты. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 208 с.
22. Электротехнический справочник: В 5 т. Т.1 / Под ред. В.Г. Герасимова и др. 6-е изд. – М.: Энергоатомиздат, 1982. – 656 с.
23. Голубев М.Л. Расчет установок релейной защиты и предохранителей в сетях 0,4–35 кВ. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 136 с.
24. Сборник директивных материалов по эксплуатации энергосистем. 2-е изд. – М.: Энергоатомиздат, 1981. – 632 с.
25. ГОСТ 2.702-75. ЕСКД. Правила выполнения электрических схем. – М.: Госстандарт, 1975. – 21 с.

Учебное издание

ШАХНИН Вадим Анатольевич

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИЗАЦИЯ  
СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ  
Пособие к курсовому проектированию

Редактор-корректор И.В. Бойцова  
Компьютерная верстка А.В. Смирнова

ЛР № 020275. Подписано в печать  
Формат 60×84/16. Бумага для множит. техники. Гарнитура Таймс.  
Печать офсетная. Усл. печ. л. 4,69. Уч.-изд.л. 4,85. Тираж 180 экз.  
Заказ

Редакционно-издательский комплекс  
Владимирского государственного университета.

600000, Владимир, ул. Горького, 87.