



**Министерство образования Республики Беларусь**

**Учреждение образования  
«Гомельский государственный технический  
университет имени П. О. Сухого»**

**Кафедра «Электроснабжение»**

**Л. И. Евминов, Г. И. Селиверстов**

# **РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ**

**УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКОЕ ПОСОБИЕ**

**Электронный аналог печатного издания**

**Гомель 2016**

УДК 621.316.925(075.8)  
ББК 31.27-05я73  
Е19

Рецензенты: зав. каф. «Электрический подвижной состав» БелГУТа  
канд. техн. наук, доц. *В. С. Могила*;  
начальник службы релейной защиты, электроавтоматики  
и метрологии (СЗРЭиМ) РУП «Гомельэнерго» *М. С. Хайкин*

**Евминов, Л. И.**

Е19 Релейная защита и автоматика систем электроснабжения : учеб.-метод. пособие / Л. И. Евминов, Г. И. Селиверстов ; М-во образования Респ. Беларусь, Гомел. гос. техн. ун-т им. П. О. Сухого. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2016. – 531 с. – Систем. требования: PC не ниже Intel Celeron 300 МГц ; 32 Mb RAM ; свободное место на HDD 16 Mb ; Windows 98 и выше ; Adobe Acrobat Reader. – Режим доступа: <http://elib.gstu.by>. – Загл. с титул. экрана.

ISBN 978-985-535-309-7.

Рассматриваются принципы действия, схемы и расчеты параметров срабатывания релейных защит элементов систем электроснабжения. Особое внимание уделено применению современных микропроцессорных блоков защиты, автоматики, измерения и управления электроэнергетическими объектами.

Для студентов вузов, обучающихся по электроэнергетическим специальностям, а также инженерно-технических работников, занятых проектированием и эксплуатацией релейной защиты.

УДК 621.316.925(075.8)  
ББК 31.27-05я73

ISBN 978-985-535-309-7

© Евминов Л. И., Селиверстов Г. И., 2016  
© Учреждение образования «Гомельский  
государственный технический университет  
имени П. О. Сухого», 2016

# ОГЛАВЛЕНИЕ

<b>ПРЕДИСЛОВИЕ</b> .....	7
<b>ГЛАВА 1. Общие вопросы выполнения релейной защиты и автоматики</b> .....	9
1.1. Назначение релейной защиты и автоматики .....	9
1.2. История развития релейной защиты.....	12
1.3. Основные виды релейных защит .....	13
1.4. Основные требования, предъявляемые к релейной защите .....	15
1.5. Разновидности и назначение автоматики .....	18
1.6. Основные органы релейной защиты.....	20
1.7. Схемы вторичных соединений.....	21
1.8. Условные обозначения элементов вторичных цепей.....	25
<b>ГЛАВА 2. Цифровые реле. Системы управления и сбора информации</b> .....	27
2.1. Основные характеристики микропроцессорных устройств.....	27
2.2. Описание микропроцессорных устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики.....	30
2.3. Особенности обработки информации в цифровых реле .....	47
2.4. Алгоритмы работы измерительных органов .....	47
2.5. Особенности эксплуатации микропроцессорных защит .....	48
2.6. Испытания аппаратуры на помехозащищенность .....	52
2.7. Использование цифровых реле в качестве элементов АСУ ТП... ..	53
2.8. Техническое обслуживание цифровых реле.....	56
<b>ГЛАВА 3. Источники оперативного тока. Трансформаторы тока и напряжения</b> .....	59
3.1. Назначение и общие требования к источникам оперативного тока .....	59
3.2. Источники постоянного оперативного тока .....	59
3.3. Переменный оперативный ток.....	64
3.4. Трансформаторы тока.....	68
3.5. Трансформаторы напряжения .....	80
<b>ГЛАВА 4. Защита электрических сетей напряжением до 0,4 кВ</b> ....	87
4.1. Общие сведения .....	87
4.2. Схемы сетей напряжением до 0,4 кВ .....	88
4.3. Требования к защитам и выбор защит, аппаратуры и кабелей в сетях напряжением 0,4 кВ .....	93

4.4. Защита плавкими предохранителями .....	99
4.5. Защита автоматическими выключателями сетей 0,4 кВ.....	121
<b>ГЛАВА 5. Токовые защиты распределительных электрических сетей напряжением 6–35 кВ .....</b>	<b>148</b>
5.1. Общие положения .....	148
5.2. Основные виды защит распределительных сетей .....	151
5.3. Условия согласования токовых защит по току и по времени .....	160
5.4. Расчет уставок максимальных токовых защит от междуфазных коротких замыканий .....	162
5.5. Расчет уставок токовых отсечек .....	187
5.6. Защита от перегрузки.....	200
5.7. Защита от замыканий на землю в сетях 6–35 кВ .....	200
5.8. Особенности автоматического повторного включения линий ...	208
5.9. Применение схемы защиты с дешунтированием электромагнита отключения выключателя .....	208
5.10. Поперечная дифференциальная защита параллельных линий ...	209
5.11. Расчет параметров максимальной токовой направленной защиты (МТНЗ) .....	212
5.12. Выбор уставок направленных защит на параллельных линиях ...	219
5.13. Секционирование сети.....	221
<b>ГЛАВА 6. Релейная защита линий напряжением 110–220 кВ ....</b>	<b>230</b>
6.1. Общие сведения .....	230
6.2. Дистанционные защиты.....	232
6.3. Технические характеристики цифровых защит.....	252
6.4. Продольная дифференциальная защита линий .....	254
6.5. Защиты с косвенным сравнением электрических величин ....	256
<b>ГЛАВА 7. Защита и автоматика синхронных генераторов.....</b>	<b>262</b>
7.1. Повреждения и ненормальные режимы работы генераторов.....	262
7.2. Защита аварийных генераторов напряжением 0,4 кВ.....	263
7.3. Защита высоковольтных генераторов .....	273
7.4. Общие положения синхронизации генераторов.....	282
<b>ГЛАВА 8. Релейная защита и автоматика трансформаторов и автотрансформаторов .....</b>	<b>295</b>
8.1. Общие сведения.....	295
8.2. Требования к выполнению защит трансформаторов .....	297
8.3. Дифференциальная защита.....	298
8.4. Газовая защита трансформатора.....	317
8.5. Защита от сверхтоков при внешних коротких замыканиях....	319

8.6. Токовая отсечка трансформатора .....	340
8.7. Защита от перегрузки трансформатора .....	340
8.8. Токовая защита нулевой последовательности на стороне 0,4 кВ .....	342
8.9. Резервирование защит трансформатора .....	344
8.10. Примеры расстановки цифровых защит на двухобмоточном понижающем трансформаторе .....	346
8.11. Автоматика трансформаторов .....	347
8.12. Защита предохранителями на стороне высшего напряжения трансформаторов 6–35/0,4 кВ .....	358
<b>ГЛАВА 9. Релейная защита и автоматика электродвигателей ..</b>	<b>362</b>
9.1. Релейная защита высоковольтных электродвигателей .....	362
9.2. Защита электродвигателей напряжением 0,4 кВ .....	379
9.3. Микропроцессорные защиты электродвигателей .....	390
9.4. Схемы релейной защиты электродвигателей .....	391
<b>ГЛАВА 10. Релейная защита и автоматика конденсаторных установок, сборных шин и выпрямительных установок .....</b>	<b>397</b>
10.1. Защита конденсаторных установок .....	397
10.2. Защита сборных шин .....	407
10.3. Релейная защита выпрямительных установок .....	413
<b>ГЛАВА 11. Автоматика электрических сетей .....</b>	<b>419</b>
11.1. Автоматическое повторное включение .....	419
11.2. Автоматический ввод резерва .....	434
11.3. Автоматическая частотная разгрузка .....	454
11.4. Регулирование напряжения и реактивной мощности в системах электроснабжения устройствами автоматического регулирования возбуждения .....	466
<b>Литература .....</b>	<b>470</b>
<b>Приложения .....</b>	<b>471</b>
<b>Приложение 1. Трансформаторы .....</b>	<b>471</b>
<b>Приложение 2. Провода и кабели .....</b>	<b>477</b>
<b>Приложение 3. Сопротивление кабелей напряжением до 1 кВ .....</b>	<b>480</b>
<b>Приложение 4. Параметры предохранителей .....</b>	<b>483</b>
<b>Приложение 5. Аварийные маломощные генераторы .....</b>	<b>492</b>
<b>Приложение 6. Общие вопросы релейной защиты и автоматики .....</b>	<b>493</b>
<b>Приложение 7. Технические характеристики трансформаторов тока и напряжения .....</b>	<b>496</b>

<b>Приложение 8.</b> Технические характеристики электрических аппаратов и реле .....	498
<b>Приложение 9.</b> Технические характеристики цифровых реле.....	502
<b>Приложение 10.</b> Характеристики и схемы внешних присоединений цифровых реле .....	505
10.1. Схема внешних присоединений цифрового реле МР500.....	505
10.2. Схема внешних присоединений цифрового реле МР600.....	508
10.3. Схема внешних присоединений цифрового реле МiСOM Р127 .....	510
10.4. Схемы управления, релейной защиты и автоматики отходящих линий 6–35 кВ .....	512
10.5. Схема управления, релейной защиты и автоматики вводного выключателя 6–10 кВ .....	523

# ПРЕДИСЛОВИЕ

## Цели и задачи изучения учебной дисциплины

Электроэнергетические системы характеризуются непрерывностью во времени производства и потребления электроэнергии, быстротечностью протекания электромагнитных возмущающих воздействий, возникающих при повреждениях электрооборудования. В таких условиях надлежащее качество и надежность электроснабжения могут быть обеспечены только при применении устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики (РЗА).

Устройства РЗА предназначены для быстрой автоматической локализации поврежденного электрооборудования или линии системы электроснабжения, автоматического восстановления напряжения на неповрежденных участках и предотвращения ненормальных режимов.

В Республике Беларусь в значительной степени используются РЗА на электромеханической элементной базе, однако вновь строящиеся и реконструируемые объекты электроснабжения оборудуются современными микропроцессорными устройствами РЗА (цифровыми реле (ЦР)).

Переход на цифровые принципы обработки информации в микропроцессорных реле существенно улучшил их эксплуатационные качества. Следует отметить, что принципы построения РЗА не изменились при применении цифровых реле. Однако расчеты параметров срабатывания РЗА претерпели некоторые изменения, на что обращено внимание в учебном пособии.

Таким образом, в настоящее время в электроэнергетических системах одновременно эксплуатируются устройства РЗА, построенные на различной элементной базе: электромеханические реле, блоки реле, шкафы и панели на интегральных микросхемах малой и средней степени интеграции (логические элементы и операционные усилители), а также защиты на микропроцессорной технике.

Целью преподавания дисциплины является формирование у студентов систематических знаний в области релейной защиты, противоаварийной автоматики систем электроснабжения.

В результате изучения дисциплины студенты должны знать основы теории, основные принципы действия и технической реализации, методику расчета параметров срабатывания релейной защиты и противоаварийной и режимной автоматики; должны ознакомиться с наиболее распространенными и перспективными конкретными важнейшими устройствами релейной защиты и автоматики, изучить их

конструкции, освоить навыки испытаний и настройки этих устройств. По всем изучаемым устройствам студенты должны знать назначение и выполняемые функции конкретными устройствами защиты и автоматики, иметь понятие об условиях эксплуатации и правилах охраны труда при обслуживании и наладке.

В результате изучения дисциплины студент должен:

• **Знать:**

– теорию, принципы действия и конструкции систем релейной защиты и автоматики;

– методы расчета параметров срабатывания устройств релейной защиты и автоматики;

– теорию о функциональных элементах и свойствах устройств релейной защиты и автоматики.

• **Уметь:**

– выбирать тип релейной защиты и автоматики применительно к конкретному объекту электроэнергетики;

– рассчитывать параметры срабатывания устройств релейной защиты и автоматики;

– синхронизировать работу отдельных устройств релейной защиты и автоматики в сложной сети электроэнергетической системы.

• **Владеть:**

– методами расчета параметров срабатывания устройств релейной защиты и автоматики;

– навыками выбора типа устройств релейной защиты и автоматики;

– методами составления и чтения схем релейной защиты и автоматики.

Учебная дисциплина является одной из основных, в которых закладывается и формируется фундамент профессиональной подготовки инженеров-энергетиков.

# ГЛАВА 1. ОБЩИЕ ВОПРОСЫ ВЫПОЛНЕНИЯ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ

## 1.1. Назначение релейной защиты и автоматики

При эксплуатации энергетического оборудования и электрических сетей неизбежны их повреждения и ненормальные режимы работы.

Наиболее опасными повреждениями являются короткие замыкания (КЗ) в энергетическом оборудовании и электрических сетях.

Основной причиной возникновения КЗ является нарушение изоляции электрооборудования.

Нарушения изоляции вызываются:

- перенапряжениями (особенно в сетях с изолированными нейтральными);
- прямыми ударами молнии;
- старением изоляции;
- механическими повреждениями изоляции, проездом под линиями негабаритных механизмов;
- неудовлетворительным уходом за оборудованием, неквалифицированными действиями обслуживающего персонала.

При возникновении КЗ в системе электроснабжения (СЭС) ее общее сопротивление уменьшается, что приводит к увеличению токов в ее ветвях по сравнению с токами нормального режима, а это вызывает снижение напряжения отдельных точек СЭС, которое особенно велико вблизи места КЗ. В зависимости от места возникновения и продолжительности повреждения последствия КЗ могут иметь местный характер или отражаться на всей СЭС.

Ток КЗ во много раз превышает номинальный ток электроустановки. Поэтому и при кратковременном протекании тока КЗ он может вызвать нагрев токоведущих элементов и проводников выше допустимых значений.

Токи КЗ вызывают между проводниками значительные механические усилия, которые особенно велики в начале процесса КЗ, когда ток достигает максимального значения. При недостаточной прочности проводников и их креплений могут иметь место разрушения механического характера.

Внезапное глубокое снижение напряжения при КЗ отражается на работе потребителей. В первую очередь это касается двигателей, так как даже при кратковременном понижении напряжения на 30–40 % они мо-

гут остановиться (происходит опрокидывание двигателей). Опрокидывание двигателей тяжело отражается на работе промышленного предприятия, так как для восстановления нормального производственного процесса требуется длительное время, и неожиданная остановка двигателей вызывает аварии или брак продукции.

При малой удаленности и достаточной длительности КЗ возможно выпадение из синхронизма параллельно работающим генераторов, т. е. нарушение нормальной работы всей электроэнергетической системы (ЭЭС), что является самым опасным последствием КЗ.

Возникающие при замыканиях на землю неуравновешенные системы токов способны создать магнитные потоки, достаточные для наведения в соседних цепях (линиях связи, трубопроводах) значительных ЭДС, опасных для обслуживающего персонала и аппаратуры этих цепей.

Таким образом, последствия КЗ следующие:

- механические и термические повреждения электрооборудования, возгорания в электроустановках;
- снижение уровня напряжения в СЭС, ведущее к уменьшению вращающего момента электродвигателей, их торможению, снижению производительности или даже к их опрокидыванию;
- выпадение из синхронизма отдельных генераторов, электростанций и частей ЭЭС и возникновение аварий, включая системные аварии;
- электромагнитное влияние на линии связи, трубопроводы и другие коммуникации.

Кроме повреждений электрического оборудования в СЭС могут возникать **ненормальные режимы** работы электрооборудования, такие как: перегрузка оборудования, повышение напряжения, понижение напряжения, режим работы с двумя фазами, качания в энергосистеме, замыкание на землю одной фазы в сети с изолированной нейтралью, выделение газа в результате разложения масла в трансформаторе или понижение уровня масла в его расширителе и т. д. При нарушениях нормальных режимов работы электрического оборудования нет необходимости немедленного его отключения, так как эти нарушения не представляют непосредственной опасности для оборудования и могут самоустраниться.

**Перегрузка оборудования** вызывается увеличением тока выше номинального значения. Номинальным током называется максимальное значение тока, допускаемое для данного оборудования в течение неограниченного времени. Если ток, проходящий по оборудованию, превы-

шает номинальное значение, то за счет выделяемой им дополнительной тепловой энергии температура токоведущих частей и изоляции через некоторое время превосходит допустимые значения, что приводит к ускоренному старению изоляции и токоведущих частей.

**Повышение напряжения** возникает на трансформаторах, генераторах и линиях высокого напряжения и может быть передано в распределительные сети. В распределительных сетях появляются дополнительные причины для повышения напряжения: неправильная работа регуляторов напряжения трансформаторов под нагрузкой (РПН), влияние емкостной компенсации при внезапном сбросе нагрузки. В ряде случаев величина такого напряжения может оказаться опасной для оборудования: двигателей и трансформаторов, электронных устройств, бытовых приборов и т. д.

**Понижение напряжения** опасно для электродвигателей, которые для поддержания необходимой величины вращающего момента увеличивают потребление тока, что приводит к их токовой перегрузке, перегреву активных частей и выходу из строя.

**Режим работы двумя фазами** (неполнофазный режим) происходит при обрыве фазы или перегорании предохранителя в питающей сети. Двигатели при этом могут остаться в работе или остановиться. В обоих случаях ток статора резко возрастает, что приводит к перегрузке и перегреву двигателя и выходу его из строя.

**Качания в энергосистеме** возникают при нарушении синхронной работы генераторов электростанций. Синхронизм в ЭЭС нарушается, например, при затяжных отключениях близких КЗ. При этом вектор ЭДС генератора, вблизи которого произошло КЗ, начинает отставать от вектора напряжения сети и в линии возникают качания, сопровождающиеся колебаниями напряжения и появлением уравнивающих токов.

В большинстве случаев развитие аварий может быть предотвращено быстрым отключением поврежденного участка электрической установки или сети при помощи специальных автоматических устройств, действующих на отключение выключателей или на сигнал и получивших название **релейная защита**.

Основным назначением релейной защиты является выявление места возникновения КЗ и быстрое автоматическое отключение выключателей поврежденного оборудования или участка сети от остальной неповрежденной части электрической установки или сети.

При отключении выключателей поврежденного элемента гаснет электрическая дуга в месте КЗ, прекращается прохождение тока КЗ и

восстанавливается нормальное напряжение на неповрежденной части электрической установки или сети. Благодаря этому минимизируются или даже совсем предотвращаются повреждения оборудования, на котором возникло КЗ, а также восстанавливается нормальная работа неповрежденного оборудования.

Вторым назначением РЗА является выявление нарушений нормальных режимов работы оборудования, которые могут привести к аварии, а также подача предупредительных сигналов обслуживающему персоналу или отключение оборудования с выдержкой времени.

Согласно требованиям ПТЭ силовое оборудование электростанций, подстанций и электрических сетей должно быть защищено от коротких замыканий и нарушений нормальных режимов работы устройствами релейной защиты и автоматики. Устройства РЗА должны быть постоянно включены и всегда готовы к действию.

Термином «реле» обозначается группа автоматических приборов и устройств, используемых в релейной защите, автоматике, телемеханике и других отраслях техники. В РЗА под термином «реле» понимается автоматическое устройство, которое приходит в действие (срабатывает) при определенном значении воздействующей на него входной величины, которая называется *уставкой реле*. Так, реле максимального тока при увеличении тока в контролируемой цепи (куда включена токовая обмотка этого реле) до заданного значения, называемого током срабатывания или уставкой, замыкает своими контактами управляемую электрическую цепь.

Под устройством релейной защиты подразумевается совокупность реле, приборов и вспомогательных элементов, которые при возникновении повреждений и ненормальных режимов работы оборудования должны действовать на его отключение или на сигнал.

## 1.2. История развития техники релейной защиты

Начиная с XIX в. и по настоящее время можно выделить следующие этапы развития техники релейной защиты.

Для защиты оборудования от КЗ в конце XIX в. начали применяться плавкие предохранители.

В 1901 г. появляются индукционные реле тока.

В 1905–1908 гг. разрабатывается дифференциальный токовый принцип.

В начале 20-х гг. были выпущены первые дистанционные защиты.

В 1923–1928 гг. предпринимаются первые шаги по использованию для РЗА защиты электронных устройств.

В 1932 г. была разработана дистанционная защита на электронных лампах.

В 70-е гг. началось широкое применение для нужд РЗА электронных устройств.

В 80-е гг. началось применение устройств РЗА на интегральных микросхемах.

В 90-е гг. и в настоящее время осуществляется применение устройств РЗА на микропроцессорной технике.

### 1.3. Основные виды релейных защит.

#### Разновидности реле защиты

К основным видам РЗ относятся:

– токовая защита – ненаправленная или направленная (МТЗ, ТО, МТНЗ);

– защита минимального напряжения (ЗМН);

– газовая защита (ГЗ);

– дифференциальная защита (ДЗТ, ДЗЛ);

– дистанционная защита (ДЗ);

– дифференциально-фазная (высокочастотная) защита (ДФЗ).

**По способу включения** реле подразделяются на первичные и вторичные.

**Первичные** – реле, включаемые непосредственно в цепь защищаемого элемента. Достоинство первичных реле заключается в том, что для их включения не требуются измерительные трансформаторы, источники оперативного тока и контрольные кабели.

**Вторичные** – реле, включаемые через измерительные трансформаторы тока (*ТТ*) или напряжения (*ТН*). Наибольшее распространение в технике РЗА получили вторичные реле, к достоинствам которых можно отнести следующее: они изолированы от высокого напряжения, расположены в удобном для обслуживания месте, выполняются стандартными на ток 5(1) А или напряжение 100 В независимо от величин тока и напряжения первичной защищаемой цепи.

**По назначению** реле подразделяются на измерительные реле: реле тока (*КА*), реле напряжения (*КВ*), реле сопротивления (*КЗ*), реле мощности (*КМ*), реле частоты (*КФ*), комплектные цифровые реле (*АК*) и на вспомогательные реле: реле промежуточные (*КЛ*), реле времени (*КТ*), реле указательные (*КН*).

Реле, срабатывающие при возрастании воздействующей на него величины, называются *максимальными*, а реле, срабатывающие при снижении этой величины, называются *минимальными*.

Измерительные реле обладают высокой чувствительностью (воспринимают даже незначительные изменения контролируемого параметра) и характеризуются коэффициентом возврата (отношение воздействующей величины возврата к величине срабатывания реле).

**Реле тока (КА)** реагируют на величину тока и могут быть:

- первичные, встроенные в привод выключателя – РТМ;
- вторичные, подключаемые к трансформаторам тока:
- электромагнитные – РТ-40;
- индукционные – РТ-80;
- тепловые – ТРА;
- дифференциальные – РНТ, ДЗТ;
- статические на интегральных микросхемах – РСТ;
- фильтр-реле тока обратной последовательности РТФ.

**Реле напряжения (КV)** реагируют на величину напряжения и могут быть:

- первичные – РНМ;
- вторичные, включаемые через трансформаторы напряжения:
- электромагнитные – РН-50;
- статические на интегральных микросхемах – РСН;
- фильтр-реле напряжения обратной последовательности (РНФ).

**Реле мощности (KW)** реагируют на направление протекания мощности КЗ:

- индукционные – РБМ-170, РБМ-270;
- статические на интегральных микросхемах – РМ-11, РМ-12.

**Реле сопротивления (KZ)** реагируют на величину отношения напряжения к току – КРС, ДЗ-10.

**Реле частоты (KF)** реагируют на изменение частоты напряжения:

- на электронных элементах РЧ-1, РСГ.

**Цифровое реле (AK)** – это многофункциональное устройство, одновременно выполняющее функции реле тока, напряжения, мощности и т. д.

Логические, или вспомогательные, реле подразделяются:

**Реле промежуточные (KL)** передают действие измерительных реле на отключение выключателя и служат для осуществления взаимной связи между элементами РЗ. Промежуточные реле предназначены для размножения сигналов, полученных от других реле, усиления этих сигналов и передачи команд другим аппаратам:

- электромагнитные постоянного тока – РП-23, РП-24, РП-17;
- электромагнитные переменного тока – РП-25;
- электромагнитные постоянного тока с замедлением при срабатывании или возврате – РП-251, РП-252;
- электронные на интегральных микросхемах – РП-18.

**Реле времени (КТ)** служат для замедления действия защиты:

- электромагнитные постоянного тока – РВ-100;
- электромагнитные переменного тока – РВ-200;
- электронные на интегральных микросхемах – РВ-01, РВ-03 и ВЛ.

**Реле сигнальные или указательные (КН)** служат для регистрации действия как самих реле, так и других вторичных аппаратов (РУ-21, РУ-1).

**По способу воздействия на выключатель** реле подразделяются на реле прямого действия и реле косвенного действия.

**Реле прямого действия** – подвижная система механически связана с отключающим устройством коммутационного аппарата (РТМ, РТВ).

**Реле косвенного действия** – управляют электрической цепью электромагнита отключения коммутационного аппарата.

## 1.4. Основные требования, предъявляемые к релейной защите

В соответствии с [1] к РЗА предъявляются основные требования, которым должен удовлетворять каждый комплект релейной защиты. К ним относятся: селективность, быстродействие, чувствительность и надежность.

**1. Селективность, или избирательность,** – это способность РЗ выявлять место повреждения и отключать его только ближайшими выключателями.

При КЗ в точке  $K1$  (рис. 1.1) для правильной ликвидации аварии должна подействовать защита на выключателе  $Q1$  и отключить этот выключатель. При этом остальная неповрежденная часть электрической установки останется в работе. Такое избирательное действие защиты называется **селективным**.

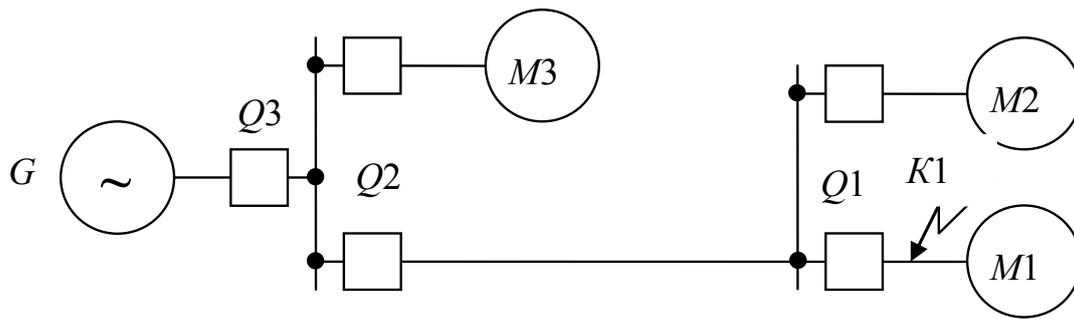


Рис. 1.1. Схема электроснабжения

Если же при КЗ в точке  $K1$  раньше защиты выключателя  $Q1$  подействует защита выключателя  $Q2$  и отключит этот выключатель, то ликвидация аварии будет неправильной, так как кроме поврежденного электродвигателя  $M1$  останется без напряжения неповрежденный электродвигатель  $M2$ . Такое действие защиты называется **неселективным**.

В технике РЗА принято называть «предыдущая» (нижестоящая относительно источника питания) и последующая (вышестоящая) защиты на смежных линиях. Так, на рис. 1.1 у выключателя  $Q1$  установлена предыдущая защита, а у выключателя  $Q2$  – последующая. Нумерацию защит начинают от самой удаленной от источника питания  $G$  защиты.

Применяются несколько способов обеспечения селективности.

**Селективность по принципу действия.** По принципу действия защиты могут иметь абсолютную или относительную селективность. В случае абсолютной селективности защита срабатывает только при КЗ в защищаемой зоне (например, газовая или дифференциальная защиты трансформатора). Защита, имеющая абсолютную селективность, принципиально не должна срабатывать при КЗ вне зоны действия (например, зона действия дифференциальной защиты ограничивается местом установки питающих ее ТТ). При относительной селективности защита срабатывает при КЗ в своей основной зоне, но может и применяться в качестве резервной при КЗ на смежных участках (например, максимальная токовая защита).

**Селективность по времени.** Выдержка времени каждой последующей защиты (например, максимальной токовой (МТЗ)) выбирается на ступень селективности больше предыдущей защиты. Поэтому последующая защита не успевает сработать, так как ее опережает предыдущая защита линии при КЗ на ней. Этот принцип наиболее прост, однако имеет существенный недостаток, заключающийся в том, что

выдержка времени растет по мере приближения точки КЗ к источнику питания. Величина ступени селективности определяется точностью реле времени защиты, быстродействием примененного выключателя и для электромеханических защит составляет 0,5 с, а для микропроцессорных защит – 0,2–0,3 с.

**Селективность по чувствительности.** Ток, напряжение или сопротивление срабатывания выбирается таким образом, чтобы последующая защита не действовала при КЗ на смежной линии или за трансформатором. Для этого (например, токовая отсечка (ТО)) отстраивается от токов КЗ в конце линии или за трансформатором и, следовательно, обладает селективностью по чувствительности.

**Логическая селективность** применяется в том случае, если смежные защиты объединены линией связи. При этом последующая защита срабатывает без выдержки времени (быстродействующая ступень) при условии, что не запустилась предыдущая защита. Пуск предыдущей защиты свидетельствует о том, что КЗ произошло на смежной линии и последующая защита переводится в режим временной селективности, т. е. она срабатывает, если откажет предыдущая защита или ее выключатель. Логическую селективность целесообразно применять на коротких линиях и при использовании цифровых реле, у которых есть специальный вход «логического ожидания».

**2. Быстродействие** – это свойство РЗ отключать повреждение с минимально возможной выдержкой времени, так как быстрое отключение поврежденного оборудования или участка электрической установки предотвращает или уменьшает размеры повреждений, сохраняет нормальную работу потребителей неповрежденной части установки, предотвращает нарушение параллельной работы генераторов. Длительное протекание тока КЗ может привести к повреждению неповрежденных участков оборудования, линий, трансформаторов, по которым протекает ток КЗ вследствие термического перегрева оборудования. Допустимое время протекания тока через оборудование, не вызывающее его повреждения, указывается в ГОСТах на оборудование.

**3. Чувствительность** – это свойство защиты надежно срабатывать при КЗ в конце защищаемого участка в минимальном режиме работы системы.

Защита должна обладать такой чувствительностью к тем видам повреждений и нарушений нормального режима работы, на которые она рассчитана. Чувствительность защиты должна также обеспечивать ее действие при повреждениях на смежных участках. Так, если

при повреждении в точке  $K1$  (см. рис. 1.1) по какой-либо причине не отключится выключатель  $Q1$ , то должна подействовать защита следующего к источнику питания выключателя  $Q2$  и отключить этот выключатель. Такое действие защиты называется *дальним резервированием смежного участка*.

Чувствительность защиты оценивается коэффициентом чувствительности  $K_{\text{ч}}$ , определяемым как отношение минимального значения контролируемого тока при КЗ в конце защищаемого участка к току срабатывания защиты. Коэффициенты чувствительности нормируются [1] и минимальная их величина составляет при КЗ в защищаемой зоне  $K_{\text{ч}} = 1,5$ , в зоне резервирования –  $K_{\text{ч}} = 1,2$  для быстродействующих дифференциальных защит  $K_{\text{ч}} = 2$ .

Коэффициент чувствительности учитывает погрешности реле, погрешности расчета параметров срабатывания РЗ, влияние переходного сопротивления и электрической дуги в месте КЗ.

**4. Надежность** – это свойство защиты гарантированно выполнять свои функции на протяжении всего периода эксплуатации. Защита должна правильно и безотказно действовать на отключение выключателей при всех повреждениях и нарушениях нормального режима работы и не действовать в нормальных условиях. Требование надежности обеспечивается совершенством принципов защиты и конструкций аппаратуры, добротностью деталей, простотой выполнения, а также уровнем эксплуатации.

## 1.5. Разновидности и назначение автоматики

К *основным устройствам автоматики* относят:

– автоматическое повторное включение (АПВ). Практика эксплуатации энергосистем показала, что значительное число КЗ имеет неустойчивый проходящий характер. При снятии напряжения с поврежденной установки электрическая прочность изоляции в месте повреждения быстро восстанавливается и установка вновь включается устройством АПВ в работу без осмотра и ремонта;

– автоматическое включение резервного питания, или автоматический ввод резерва (АВР). Автоматический ввод резерва подключает резервный источник питания (трансформатор, линию) при исчезновении питания от рабочего источника.

Существуют также следующие виды *технологической автоматики*:

- автоматическое регулирование возбуждения генераторов и синхронных двигателей (СД) (АРВ);
- автоматическое регулирование положения переключателя регулятора под нагрузкой (РПН) силового трансформатора;
- автоматика охлаждения силовых трансформаторов;
- определение места повреждения на линии электропередачи (ОМП).

К **противоаварийной режимной автоматике** относят автоматическую частотную разгрузку (АЧР) и автоматическое включение потребителей, отключенных действием АЧР, после восстановления частоты (ЧАПВ).

**Автоматическое регулирование возбуждения генераторов и синхронных двигателей.** Эта автоматика управляет величиной тока возбуждения и воздействует на систему возбуждения генератора или синхронного двигателя. Измерительные органы АРВ контролируют напряжение и ток генератора и поддерживают напряжение на выводах генератора согласно принятому закону регулирования.

**Автоматическое регулирование напряжения силового трансформатора (АРНТ)** устанавливается на трансформаторах, оснащенных устройствами регулирования напряжения под нагрузкой (РПН). Автоматика регулирует уровень напряжения на шинах низшего напряжения (НН) или среднего напряжения (СН) трансформатора путем переключения количества витков на стороне высшего напряжения (ВН) трансформатора. Обмотка ВН трансформатора имеет несколько ответвлений, которые можно переключать под нагрузкой. Поскольку число витков изменяется на стороне ВН, регулирование получается обратным: наибольшему количеству витков на стороне ВН соответствует наименьшее напряжение стороны СН или ВН. Нумерация ответвлений идет в обратном порядке: наибольшему числу витков соответствует наименьший номер ответвления (1), а наименьшему – наибольший номер ответвления (9, 16 и т. д.). Поэтому для того чтобы поднять напряжение на стороне НН, нужно увеличить номер ответвления. Переключение ответвлений производится без разрыва цепи с помощью контакторов, расположенных в специальном отсеке РПН.

**Автоматика охлаждения силовых трансформаторов** применяется для управления охлаждением масляных трансформаторов. Существует три системы принудительного охлаждения, которые называются в обозначении типа трансформатора:

Д – дутьевое охлаждение (ТДН, ТРДН): на охладителях трансформаторов устанавливаются дутьевые вентиляторы, обдувающие их воздухом;

**ДЦ** – дутьевое охлаждение с принудительной циркуляцией масла (ТДЦН) устанавливается на трансформаторах и автотрансформаторах большой мощности. Масло через охладители прокачивается специальными маслососами;

**Ц** – циркуляционное охлаждение – применяется на автотрансформаторах и трансформаторах большой мощности. В этой системе масло прокачивается через промежуточные охладители, которые в свою очередь охлаждаются циркулирующей через них водой.

Практически все трансформаторы большой и средней мощности в распределительных сетях имеют систему охлаждения Д. Трансформаторы малой мощности имеют естественное масляное охлаждение, при котором радиаторы охлаждаются путем естественной циркуляции воздуха.

**Определение места повреждения на линии электропередачи (ОМП).** Поиск места повреждения на линии представляет сложную задачу из-за значительной длины линий и бездорожья в тех местах, где она проходит. Поэтому все линии напряжением 110 кВ и выше длиной свыше 20 км оснащаются средствами определения места повреждения. Наиболее просто выявить место КЗ по его электрическим параметрам: току, напряжению, сопротивлению, которые изменяются при переносе точки КЗ вдоль линии. В микропроцессорных защитах параметры аварийного режима, при которых работала защита, запоминаются, и они используются для определения места повреждения на линии электропередачи.

**Автоматическая частотная разгрузка и АПВ после АЧР (ЧАПВ).** Устройства АЧР и ЧАПВ предназначены для поддержания частоты в системе в допустимых пределах. При снижении частоты ниже заданного уровня начинают отключаться потребители до тех пор, пока частота не достигнет допустимого уровня. При появлении избыточной генерации частота повышается, что фиксируется измерительными органами ЧАПВ и начинается включение потребителей также поочередно до тех пор, пока частота не опустится ниже уставки ЧАПВ, что означает исчерпание появившегося резерва мощности.

## 1.6. Основные органы релейной защиты

Устройства РЗ состоят из следующих основных частей: пусковых органов, измерительных органов, логической и исполнительной частей.

**Пусковые органы** непосредственно и непрерывно контролируют состояние и режим работы защищаемого оборудования и реагируют на возникновение КЗ или нарушения нормального режима работы. Пусковые органы выполняются с помощью реле тока, напряжения, мощности и др.

На **измерительные органы** возлагается задача определения места и характера повреждения и принятие решения о необходимости действия защиты. Измерительные органы также выполняются с помощью реле тока, напряжения и др. Функции пускового и измерительного органа могут быть объединены в одном реле.

**Логическая часть** представляет собой схему, которая запускается пусковыми органами и, сопоставляя последовательность и продолжительность действия измерительных органов, производит отключение выключателей мгновенно или с выдержкой времени, запускает другие устройства, подает сигналы и производит прочие предусмотренные действия. Логическая часть состоит из элементов времени, промежуточных и указательных реле и индикаторных светодиодов или жидкокристаллических дисплеев.

**Исполнительная часть (выходной орган)** выполняет действие на отключение (включение) выключателей или других внешних устройств.

## 1.7. Схемы вторичных соединений

Кроме главных схем электроустановок и схем первичных соединений, указывающих пути прохождения электроэнергии от источника питания к потребителю, существуют также схемы вторичных соединений, в которых с помощью условных графических изображений указаны элементы вторичных устройств и соединения между ними и с элементами основного оборудования (измерительные трансформаторы, коммутационная аппаратура и др.).

К вторичным устройствам относятся контрольно-измерительные приборы, устройства РЗ и автоматики, аппаратура управления блокировок, аварийной и предупредительной сигнализации.

Надежность и экономичность электроустановок в значительной степени зависит как от возможностей используемых вторичных устройств, так и от качества составления схем вторичных соединений и правильного их выполнения.

По назначению схемы вторичных соединений бывают: принципиальные, полные и монтажные.

**Принципиальные схемы** составляются применительно к отдельным элементам: цепям РЗ, цепям управления и сигнализации, цепям измерительных приборов. Данные схемы являются основой для составления полных схем, которые охватывают вторичные соединения, относящиеся к одному присоединению главной схемы, обособленному по функциональному, технологическому или структурному признаку (линия, трансформатор, присоединение собственных нужд и т. д.).

**Монтажные схемы** служат рабочим чертежом, по которому производится монтаж вторичных цепей. В монтажных схемах показывается, каким образом и какими средствами будут осуществлены в действительности электрические связи (сечение и тип контрольных кабелей, сборки зажимов, испытательные блоки). Монтажные чертежи учитывают территориальное расположение оборудования, относящегося к вторичным цепям (щиты управления, релейные шкафы и панели, ячейки распределительного устройства).

После внесения изменений, неизбежно появляющихся в процессе монтажа и наладки, составляются **исполнительные принципиальные** и **исполнительные монтажные схемы**, которые служат основными документами при эксплуатации электроустановки.

По форме изображения принципиальные и полные схемы могут быть совмещенные и развернутые. В **совмещенных схемах** все приборы и аппараты изображаются в собранном виде со всеми относящимися к ним катушками и контактами. При значительном количестве участвующих в совмещенных схемах элементов чтение их становится затруднительным при проверке правильности выполнения электрических соединений на чертеже и в натуре.

Принципиальные (полные) схемы изображают в совмещенном и развернутом видах. На рис. 1.2 показана принципиальная совмещенная схема МТЗ на постоянном оперативном токе. На схеме контакты и выводы обмоток реле даны в совмещенном виде так, что видна их взаимная принадлежность. Обычно наряду со схемой релейной защиты изображают схему первичных соединений защищаемого присоединения. По мере усложнения схем релейной защиты появляется большое количество реле, контактов и пересекающихся цепей, поэтому принципиальные совмещенные схемы теряют наглядность и становятся сложными. Схему можно упростить путем раздельного построения цепей переменного тока, цепей напряжения, цепей управления и др. Такой способ изображения схем называется развернутым.

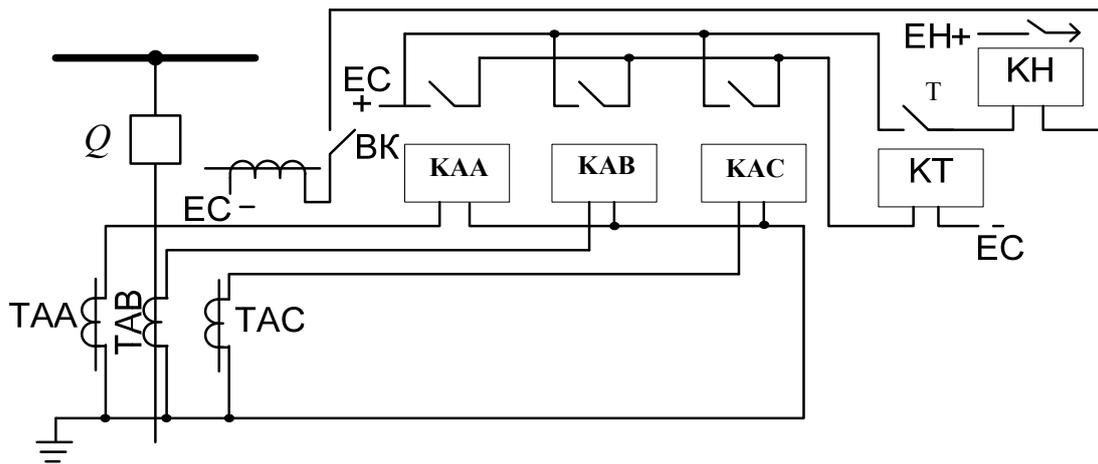


Рис. 1.2. Пример принципиальной совмещенной схемы МТЗ

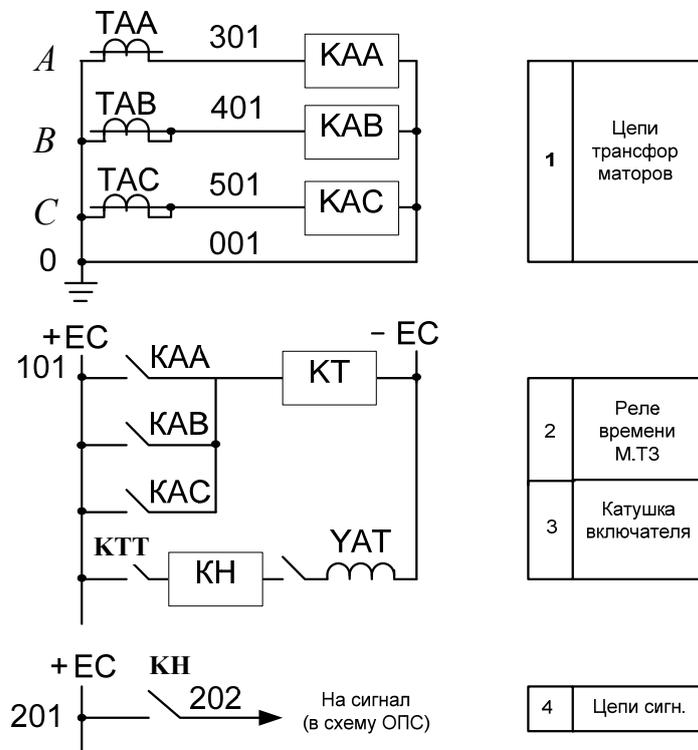


Рис. 1.3. Пример принципиальной развернутой схемы МТЗ

На рис. 1.3 изображена та же схема токовой защиты в виде развернутой схемы. В этой схеме контакты и обмотки реле тока размещаются в разных местах (контакты – в цепях управления, обмотки реле тока – в цепях тока). Их взаимная принадлежность определяется соответствующими буквенными или цифровыми обозначениями. Развернутые схемы в настоящее время получили широкое применение. Элементы развернутых схем связываются между собой в порядке

протекания тока, например, от полюса «+» к полюсу «-» или от фазы к фазе (от фазы к нулю). Схема состоит из ряда элементов, расположенных в порядке прохождения тока по схеме: слева направо с расположением строчек (читаемых сверху вниз) по вертикали. Развернутые схемы применяются при проектировании сложных схем РЗ, управления и автоматики. Они позволяют легко проследить действие схемы, быстро обнаруживать ложные цепи.

Единые условные графические обозначения электрических аппаратов и их элементов, а также буквенно-цифровые обозначения регламентируются стандартами, в соответствии с которыми аппараты обозначаются в положении, принятом за начальное, т. е. в отключенном (невозбужденном) состоянии.

Рассмотрим принцип построения схемы МТЗ с независимой выдержкой времени на постоянном оперативном токе, выполненной по схеме полной звезды (см. рис. 1.2 и 1.3) с использованием трех трансформаторов тока ТА – ТАА, ТАВ и ТАС, установленных в фазах *A*, *B* и *C* за выключателем *Q*. Исходя из требований техники безопасности, вторичные обмотки ТТ заземляются. Измерительный орган защиты выполнен тремя максимальными реле тока КАА, КАВ и КАС типа РТ-40, а орган выдержки времени представляет собой реле времени КТ типа РВ-100. В схему защиты включено указательное реле КН типа РУ-1. При возникновении повреждения срабатывают реле тока КАА, КАВ, КАС и контактами КАА, КАВ, КАС замыкают цепь обмотки реле времени КТ, приводя его в действие. По истечении установленной выдержки времени реле замыкает контакт КТ в цепи обмотки отключения выключателя УАТ и отключает выключатель. При этом указательное реле КН фиксирует действие защиты на отключение. Контакт реле КТ не рассчитан на отключение тока, потребляемого электромагнитом отключения УАТ, поэтому в цепь электромагнита отключения последовательно с контактом реле КТ включен вспомогательный контакт выключателя *Q*, который размыкает цепь УАТ при отключении выключателя.

В защитах на основе полупроводниковой элементной базы используют те же схемы соединения измерительных органов, что и в рассмотренных защитах с электромеханическими реле.

Схемы сопровождаются перечнем аппаратуры (в табличной форме в виде перечня элементов) приборов и реле с указанием их условного обозначения, типа, технических данных, а иногда и предприятия-изготовителя.

**Основные требования к схемам вторичных соединений.** Повышение мощности отдельных энергетических объектов, автоматизация управления производственными процессами, связанное с этим усложнение схем вторичных соединений и возросшие требования к надежности работы цепей управления и сигнализации требуют особого внимания к построению и выполнению схем вторичных соединений. Схемы вторичных цепей должны удовлетворять следующим общим требованиям:

1. Четкость построения схем должна позволять быстро ориентироваться и обнаруживать неполадки или ложную работу цепей.

2. Обеспечение надежной работы вторичных цепей каждого присоединения и возможность проверки состояния оперативных цепей в пределах присоединения. Такая проверка легко осуществляется при питании вторичных цепей каждого присоединения через индивидуальный автоматический выключатель. Принимая во внимание значительную разветвленность цепей вторичных соединений, и в связи с этим значительную вероятность возникновения повреждений и ненормальных режимов в сети, отделяют цепи управления от прочих цепей (сигнализации, блокировки и др.).

## 1.8. Условные обозначения элементов вторичных цепей

Буквенные позиционные обозначения элементов вторичных цепей на схемах выполняются латинскими буквами. Например, реле тока обозначается *KA*, реле промежуточное – *KL*, трансформатор тока – *TA* и т. д. (приложение 6, табл. П.6.2).

Порядковые номера следует присваивать элементам, начиная с единицы, в пределах вида элементов, которым на схеме присвоено одинаковое буквенное позиционное обозначение. Например, сигнальные реле на схеме в количестве пяти штук будут обозначены от *KN1* до *KN6*.

Для обозначения принадлежности элемента к электрической фазе тока допускается добавлять индекс фазы (*A*, *B*, *C*), проставляемый через точку. Например, *TA1.C* – первый трансформатор тока фазы *C*.

Сигнальные контакты положения силовых коммутационных аппаратов обозначаются тем же кодом, что и сам аппарат.

Шинкам управления и сигнализации и т. д. (приложение 6, табл. П.6.2) также присваиваются позиционные обозначения. Первая буква *E* обозначает общий код шинки. Вторая буква обозначает код функционального назначения шинки (управление, сигнализация и т. п.).

Третья буква дает дополнительные сведения о шинке, если это требуется (аварийная – *A*, предупредительная – *P* и т. п.). При необходимости обозначение шинки может быть дополнено цифрой, обозначающей номер участка центральной сигнализации, либо буквой, обозначающей фазу (например, для шинок напряжения).

Участки цепей обозначаются независимо от нумерации или условных обозначений зажимов аппарата или прибора, к которым подключаются проводники цепей. Участки цепей, разделенные контактами аппаратов, катушками реле, обмотками машин, резисторами, конденсаторами, считаются разными участками и должны иметь разные обозначения. Участки цепей, сходящиеся в одном узле схемы, должны иметь одинаковое обозначение. Обозначение цепи при переходе через зажим или ряд зажимов панели не изменяется.

Обозначение участков цепи выполняется последовательно, начиная от условного графического изображения источника питания (автоматического выключателя, предохранителя, шинки питания).

Обозначение цепей постоянного тока производится числами с учетом их полярности. Участки цепей положительной полярности обозначаются нечетными числами, а участки отрицательной полярности – четными.

### **Контрольные вопросы**

1. В чем заключается назначение релейной защиты?
2. Перечислите основные разновидности реле.
3. Как разделяются реле по способу включения и по назначению?
4. Какие основные требования предъявляются к релейной защите?
5. Перечислите способы обеспечения селективности.
6. Назовите основные органы релейной защиты.
7. Перечислите основные виды автоматики и их назначение.
8. Назначение АПВ.
9. Назначение АВР.
10. Назначение АРНТ.
11. Назначение автоматики охлаждения силовых трансформаторов.
12. Назначение ОМП.
13. Назначение АЧР.
14. Назначение схем вторичных соединений.
15. Приведите условные обозначения основных элементов схем вторичных соединений.
16. Какие основные требования предъявляются к схемам вторичных соединений?

## ГЛАВА 2. ЦИФРОВЫЕ РЕЛЕ. СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ И СБОРА ИНФОРМАЦИИ

### 2.1. Основные характеристики микропроцессорных устройств

Большинство фирм-производителей оборудования РЗА прекращают выпуск электромеханических и электронных реле и устройств и переходят на цифровую элементную базу. Переход на новую элементную базу не приводит к изменению принципов РЗА, а только расширяет ее функциональные возможности, упрощает эксплуатацию и снижает ее стоимость. По этим причинам микропроцессорные устройства очень быстро занимают место устаревших электромеханических и электронных реле.

Лидерами в производстве микропроцессорных устройств РЗА являются европейские концерны *ABB*, *SIEMENS* и др. Цифровые защиты, выпускаемые этими фирмами, имеют высокую стоимость, которая окупается их высокими техническими характеристиками и многофункциональностью. Основные характеристики микропроцессорных защит значительно выше, чем электромеханических или электронных. Так, коэффициент возврата измерительных органов составляет 0,95–0,96, аппаратная погрешность – в пределах 2–5 %, мощность, потребляемая от измерительных ТТ и ТН, находится на уровне 0,1–0,5 В · А.

Современные цифровые устройства РЗА совмещают в рамках единого комплекта функции релейной защиты, измерения, регулирования и управления электроустановкой. Такие устройства в структуре автоматизированной системы управления технологическим процессом (АСУ ТП) энергетического объекта являются окончательными устройствами сбора информации. В цифровых устройствах РЗА появляется возможность перехода к новым измерительным преобразователям тока и напряжения на основе использования оптоэлектронных датчиков, трансформаторов без ферромагнитных сердечников и т. д. Эти преобразователи технологичнее в производстве, обладают очень высокими метрологическими характеристиками, но имеют малую выходную мощность.

Внедрение цифровых реле на электроэнергетических объектах обосновывается следующей технико-экономической эффективностью:

1. Многофункциональность цифровых реле. При малых габаритах одно цифровое реле заменяет до 20 аналоговых реле, а также не-

сколько измерительных приборов (экономия подсчитывается по стоимости реле, приборов и монтажных работ).

2. Непрерывная самодиагностика и высокая аппаратная надежность, практически исключая возможность отказа защиты при КЗ и, как следствие, предотвращающая ущерб от перерыва электроснабжения потребителей.

Аналоговые защиты не обладают свойством самодиагностики и могут оказаться в неисправном состоянии в течение периода между плановыми проверками сроком до 1–2 лет, что неизбежно приведет к отказу защиты при КЗ. В случае неисправности цифровых реле за счет непрерывной самодиагностики мгновенно выдается сигнал неисправности. Следовательно, замена этого реле или неисправного блока происходит оперативно, без ожидания аварийной ситуации на защищаемом элементе. Кроме того, самодиагностика цифровых реле позволяет в несколько раз увеличить период плановых проверок или вообще от них отказаться (экономия в заработной плате за счет уменьшения численности ремонтного персонала).

3. Ускорение отключения КЗ благодаря существенному уменьшению ступени селективности по времени и точности работы цифровых реле (может дать экономию за счет применения проводов линии или кабелей меньшего сечения, выбранных по условию их термической стойкости).

4. С применением цифровых реле совершенствуются способы обеспечения селективности (логическая селективность) и резервирования отказов выключателей (УРОВ). Наряду с дальним резервированием применяется местное дублирование защит. В этом смысле цифровые реле обладают явным преимуществом, поскольку все комплекты основных и резервных защит располагаются в отдельных ящиках, подключаемых к отдельным ТТ и к отдельным источникам оперативного тока и катушкам отключения выключателя.

5. Цифровые реле позволяют записывать и потом воспроизводить для анализа аварийной ситуации режимы, непосредственно предшествовавшие аварии и в течение аварии.

6. Цифровые реле позволяют с помощью подключенного компьютера изменять установки срабатывания и переходить с одной характеристики на другую чисто программными средствами.

7. Цифровые реле позволяют передавать всю информацию об их состоянии на удаленные диспетчерские пункты через специальные каналы связи.

8. Цифровые реле позволяют изменять конфигурацию комплекта релейной защиты: включать или отключать отдельные функции чисто программными средствами с помощью внешнего компьютера.

9. Цифровые реле позволяют реализовать значительно более высокую чувствительность к аварийным режимам, чем электромеханические реле.

10. Статические цифровые реле обладают более высокой надежностью по сравнению с электромагнитными реле, содержащими механически перемещающиеся элементы.

К недостаткам микропроцессорных реле можно отнести следующее:

1. Влияние на работу реле электромагнитных возмущений со стороны питающей сети. Микропроцессорные реле гораздо менее устойчивы к внешним электромагнитным воздействиям, чем электромеханические и даже аналоговые электронные.

Электромагнитные помехи в цепях питания и во входных цепях реле могут быть вызваны различными факторами и явлениями, например, коммутационными или атмосферными перенапряжениями, излучениями передатчиков или мощного промышленного оборудования, несинусоидальностью напряжения.

2. Внезапная потеря оперативного питания во время работы реле может привести к прерыванию текущей работы оперативной памяти, зависанию микропроцессора. Внезапная потеря оперативного питания может иметь место при перегрузке или КЗ в сети, срабатыванием автоматических выключателей в цепи оперативного питания, попаданием молнии в линии электропередачи, обрывами проводов и др.

3. Несимметричные режимы в сети и режимы, связанные с провалами напряжения и с длительным (в течение нескольких секунд) понижением уровня напряжения. Такие режимы возникают при включении мощной однофазной нагрузки, при пусках мощных электродвигателей компрессоров, лифтов и др., а также при дефиците мощности в энергосистеме в часы пик. Причем такие нарушения иногда приводят к очень тяжелым авариям в сети, так как работа микропроцессора при пониженном уровне напряжения питания становится совершенно непредсказуемой.

4. Перенапряжения в сетях, вызванные сбросом нагрузки, которые могут проникнуть в реле через питающую сеть и привести к повреждениям внутренних элементов реле и его полному отказу.

5. Информационная избыточность. Многие реле имеют среди параметров для установок множество таких, которые не являются не-

обходимыми и только загромаждают и без того сложную процедуру настройки реле. Особенно это касается реле со сложными функциями, например, дистанционных.

6. Возможность преднамеренных дистанционных воздействий на микропроцессорную релейную защиту с целью нарушения ее нормальной работы. Кроме того, оказывается, что «электромагнитный терроризм» – не единственный вид современного дистанционного терроризма, которому подвержены микропроцессорные реле. Существует еще и такой вид электронных интервенций, как «кибератаки».

**Выводы.** Микропроцессорные реле не внесли в релейную защиту какие-то новые функции. Они всего лишь объединили функции отдельных реле, добавив функции, выполнявшиеся ранее регистрирующими приборами.

Микропроцессорные реле не обеспечили более высокий уровень надежности систем электроснабжения и не облегчили работу обслуживающего персонала.

Несмотря на отмеченные недостатки и проблемы, тенденции развития релейной защиты таковы, что широкое и все возрастающее применение микропроцессорных реле защиты неизбежно.

Цепи питания микропроцессорных реле должны иметь полную гальваническую изоляцию от электрической сети. Если по экономическим причинам это невозможно, должны быть использованы мощные высокочастотные фильтры и ограничители напряжений во всех ступенях цепей питания, цепей тока и напряжения. Реле должны быть установлены в металлических шкафах, изготовленных по специальной высокочастотной технологии (с использованием электропроводных резиновых прокладок и смазок и т. п.). Необходимо принять специальные меры по снижению сопротивления цепей заземления, разделению цепей заземления высокочувствительной электронной аппаратуры и силовой высоковольтной.

## 2.2. Описание микропроцессорных устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики

**Структурная схема.** Цифровые устройства РЗА различного назначения имеют много общего, а их структурные схемы очень сходны и представлены на рис. 2.1. Центральным узлом цифрового устройства является микропроцессор (МП), который через свои устройства ввода-вывода обменивается информацией с периферийными узлами.

С помощью этих дополнительных узлов осуществляется сопряжение микропроцессора с внешними датчиками исходной информации, объектом управления, оператором, диспетчером и т. д.

В микропроцессорных устройствах релейной защиты и противоаварийной автоматики может использоваться несколько микропроцессоров, каждый из которых будет занят решением отдельного фрагмента общей задачи с целью обеспечения высокого быстродействия.

Основными узлами цифрового устройства РЗА являются: входные  $U1-U4$  и выходные  $KL1-KLj$  преобразователи сигналов, тракт аналого-цифрового преобразования  $U2, U7$ , кнопки управления и ввода информации от оператора  $SB1, SB2$ , дисплей  $H$  для отображения информации и блок питания  $U5$ . Современные цифровые устройства оснащаются коммуникационным портом  $X1$  для связи с другими устройствами.

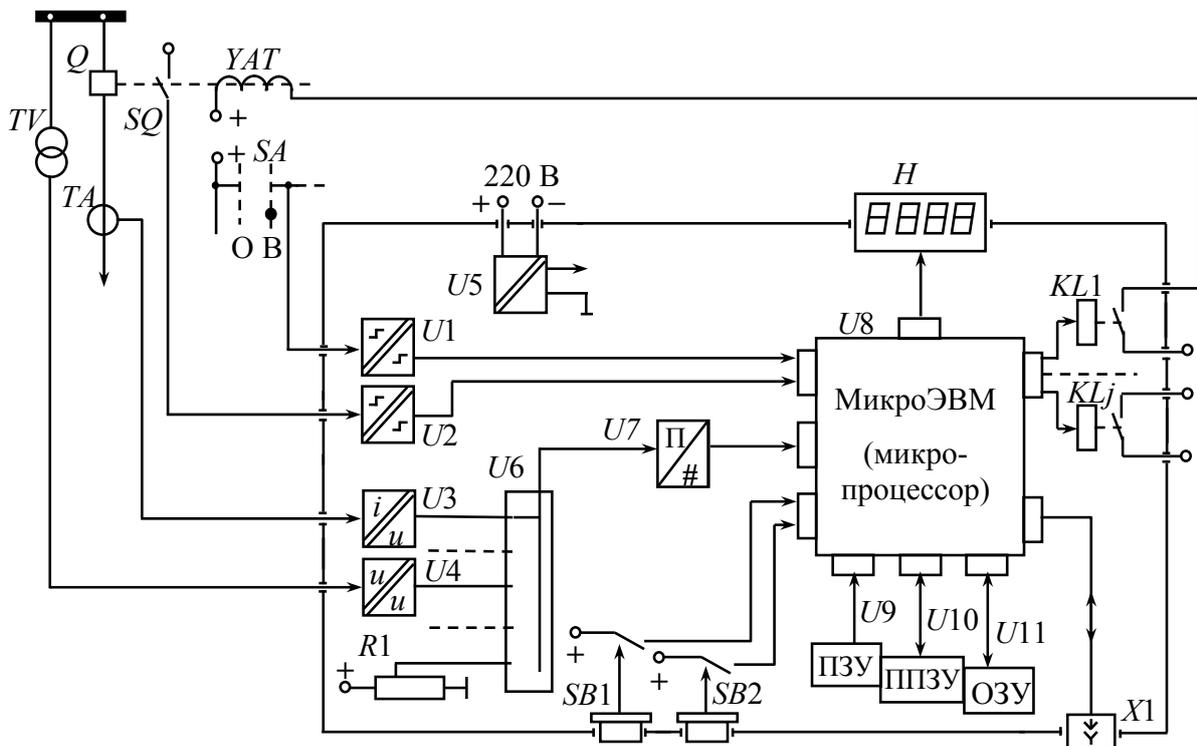


Рис. 2.1. Структурная схема цифрового устройства защиты

Рассмотрим основные функции вышеперечисленных узлов.

**Входные преобразователи.** Входные преобразователи обеспечивают гальваническую развязку внешних цепей от внутренних цепей устройства. Одновременно входные преобразователи осуществляют приведение контролируемых сигналов к единому виду (как правило, к напряжению) и нормированному уровню. Здесь же осуществляется

предварительная частотная фильтрация входных сигналов перед их аналого-цифровым преобразованием. Одновременно принимаются меры по защите внутренних элементов устройства от воздействия помех и перенапряжений. Различают преобразователи входных сигналов – аналоговые ( $U3$ ,  $U4$ ) и логические ( $U1$ ,  $U2$ ). Аналоговые преобразователи стремятся обеспечить линейную (или нелинейную, но с известным законом) передачу контролируемого сигнала во всем диапазоне его изменения. Преобразователи логических сигналов, наоборот, стремятся сделать чувствительными только к узкой области диапазона контролируемого сигнала.

**Выходные релейные преобразователи.** Воздействие реле на защищаемый объект традиционно осуществляется в виде дискретных сигналов управления. При этом выходные цепи устройства защиты выполняются так, чтобы обеспечить гальваническую развязку коммутируемых цепей между собой и относительно цепей устройства РЗА. Выходные преобразователи должны обладать соответствующей коммутационной способностью.

**Тракт аналого-цифрового преобразования.** Тракт аналого-цифрового преобразования включает мультиплексор  $U6$  и собственно аналого-цифровой преобразователь (АЦП) –  $U7$ . **Мультиплексор** – это электронный коммутатор, поочередно подающий контролируемые сигналы на вход АЦП. Применение мультиплексора позволяет использовать один АЦП для нескольких каналов. В АЦП осуществляется преобразование мгновенного значения входного сигнала в пропорциональное ему цифровое значение. Преобразования выполняются с заданной периодичностью. В последующем в микропроцессоре по этим выборкам из входных сигналов рассчитываются интегральные параметры контролируемых сигналов – их амплитудные или действующие значения.

**Блок питания  $U7$ .** Блок питания (БП) обеспечивает стабилизированным напряжением все узлы рассматриваемого устройства, независимо от возможных изменений напряжения в питающей сети. Как правило, это импульсный БП от сети постоянного тока или переменного тока и напряжения.

**Дисплей и клавиатура.** Дисплей и клавиатура позволяют оператору получить информацию от устройства, изменять режим его работы, вводить новую информацию. Необходимо отметить, что дисплей  $H$  и клавиатура  $SB1$ ,  $SB2$  в цифровых реле реализуются в максимально упрощенном виде: дисплей – цифробуквенный, однострочный или с несколькими строками, клавиатура – несколько кнопок.

**Порт связи с внешними цифровыми устройствами.** Достоинством цифровых устройств является возможность передачи имеющейся информации в другие цифровые системы: АСУ ТП, персональный компьютер и т. д., что позволяет интегрировать различные системы, экономя на каналах связи, затратах на предварительную обработку сигналов и т. п. Коммуникационный порт – необходимый элемент для дистанционной работы с цифровым реле.

Практически вся обработка информации в любом цифровом реле осуществляется внутри микропроцессора по определенному алгоритму, реализованному в виде программы работы.

Для облегчения понимания принципов работы цифровых устройств РЗА необходимо иметь хотя бы общее представление об устройстве и функционировании ЭВМ. Рассмотрим структурную схему микропроцессора (рис. 2.2).

Центральный управляющий и решающий блок микропроцессора выполнен в виде интегральной микросхемы (ИМС), поэтому такую ИМС называют **микропроцессором**. Как видно из структурной схемы, микропроцессор в качестве самостоятельного узла не применяется. Для его работы требуется внешнее запоминающее устройство, где хранятся константы и программа (последовательность команд), которую необходимо выполнить. В устройствах, работающих по жесткой программе, какими и являются реле защиты, программа записывается в постоянном запоминающемся устройстве (ПЗУ).

Для хранения переменных и промежуточных результатов вычислений (данных) применяется оперативное запоминающее устройство (ОЗУ).

Обмен информацией с внешним оборудованием осуществляется с помощью устройств ввода-вывода.

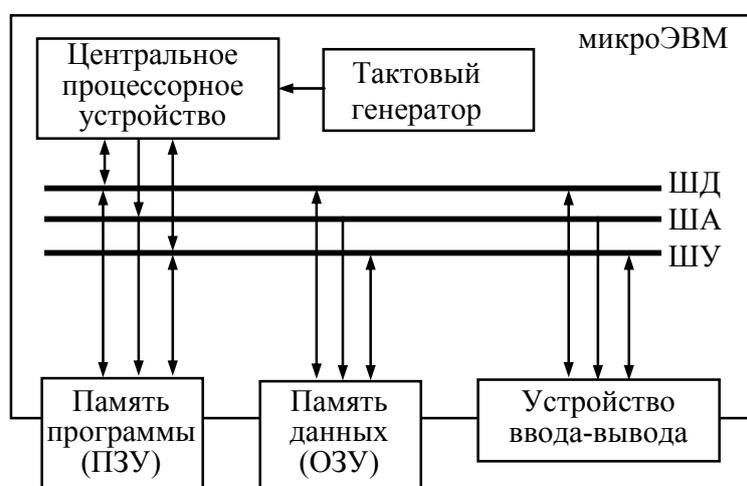


Рис. 2.2. Структурная схема микропроцессора

Любая информация в микроЭВМ представляется в виде чисел (числовых кодов). Обмен информацией между узлами микропроцессора осуществляется с помощью шин, т. е. системы электрических линий. Шины различаются по функциям: шина пересылки данных (ШД), шина адреса (ША), шина передачи команд управления (ШУ). Например, при чтении данных из устройства ввода-вывода (УВВ) в процессор последний выставляет на ША адрес УВВ, а на ШУ – сигналы, предписывающие УВВ выдать данные на ШД. В результате на шине данных появляется число, которое было в УВВ в момент обращения. При передаче информации используется двоичная система счисления, требующая для отображения чисел использования только двух символов 0 и 1, что делает наиболее простой реализацию узлов ЭВМ на основе электронных схем.

Скорость работы микропроцессора существенно зависит от разрядности чисел, передаваемых по шинам от узла к узлу. Это определяется разрядностью шины данных. Современные микропроцессоры работают с 12- и 32-разрядными машинными словами. Время выполнения команды определяется тактовой частотой задающего генератора и зависит от быстродействия применяемых ИМС, что, в свою очередь, определяется технологией их изготовления.

Сигналы, контролируемые устройствами РЗА, имеют в общем случае разную физическую природу – токи, напряжения, температура и т. д. Чаще всего устройства РЗА работают с сигналами от источников переменного тока и напряжения, с традиционными номинальными уровнями: 5 А и 100 В. Такие уровни сигналов обеспечивают необходимую помехозащищенность, но совершенно неприемлемы для обработки в электронных схемах. При подключении микропроцессорных устройств к датчикам тока и напряжения требуется приведение их сигналов к единому виду и диапазону изменения, приемлемому для обработки электронными узлами.

**Принципы построения входных преобразователей.** Наиболее часто входные согласующие преобразователи цифровых устройств выполняются на базе трансформаторов с ферромагнитными сердечниками. Несмотря на то, что такие трансформаторы имеют нелинейные передаточные характеристики, определенный разброс параметров, некоторую нестабильность во времени и при изменении температуры, они все же приемлемы для построения устройств РЗ, допускающих работу с погрешностью 2–5 %.

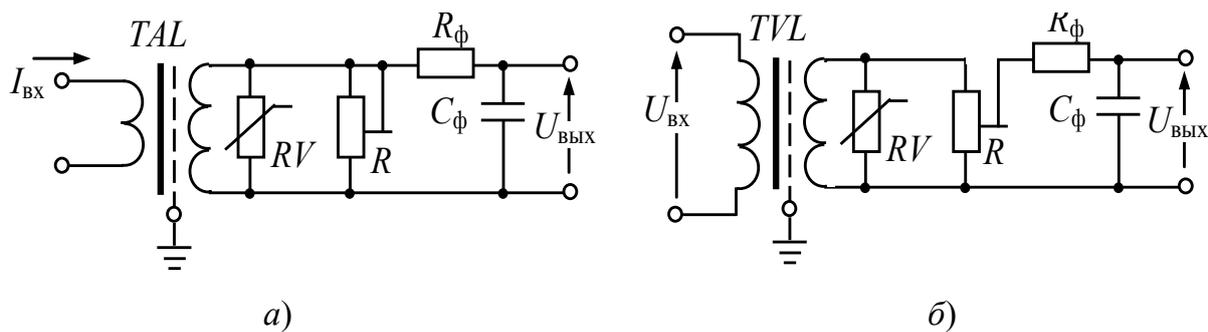


Рис. 2.3. Входные преобразователи на основе промежуточных трансформаторов: а – схема измерительного преобразователя тока; б – схема измерительного преобразователя напряжения

В трансформаторных преобразователях (рис. 2.3) основное внимание уделяется снижению междуобмоточной емкости, по которой возможно попадание импульсных помех внутрь устройства. С этой целью необходимо помещать между первичной и вторичной обмотками заземленный электростатический экран. Ввиду очень малого потребления мощности последующими электронными узлами преобразование токовых сигналов в напряжение осуществляют простейшим способом – с использованием резисторных шунтов  $R$ . Для защиты электронных узлов от возможных перенапряжений широко применяют варисторы  $RV$  (или стабилитроны) и фильтры нижних частот, например, на основе  $R$ – $C$  цепей. Эффективность фильтра нижних частот объясняется тем, что энергия импульсной помехи сосредоточена в высокочастотной части спектра и она подавляется интегрирующей  $R$ – $C$  цепью.

**Аналогово-цифровые преобразователи.** Дискретный (цифровой) сигнал, в отличие от аналогового, может принимать лишь конечное множество значений и определен лишь для конкретных моментов времени.

Процесс перехода от аналогового сигнала к дискретному называется *дискретизацией*, или *квантованием сигнала*, а устройства, выполняющие эту операцию, называются *аналого-цифровыми преобразователями*. Переход от непрерывного сигнала к дискретному всегда происходит с потерей некоторого количества информации. Конечное число градаций дискретного сигнала обуславливает погрешность квантования по уровню, а одной из причин необходимости квантования по времени является то, что и сам процесс аналого-цифрового преобразования, и последующий цикл вычислений в МП требует определенного времени, по истечении которого можно делать новую выборку из входного сигнала (рис. 2.4).

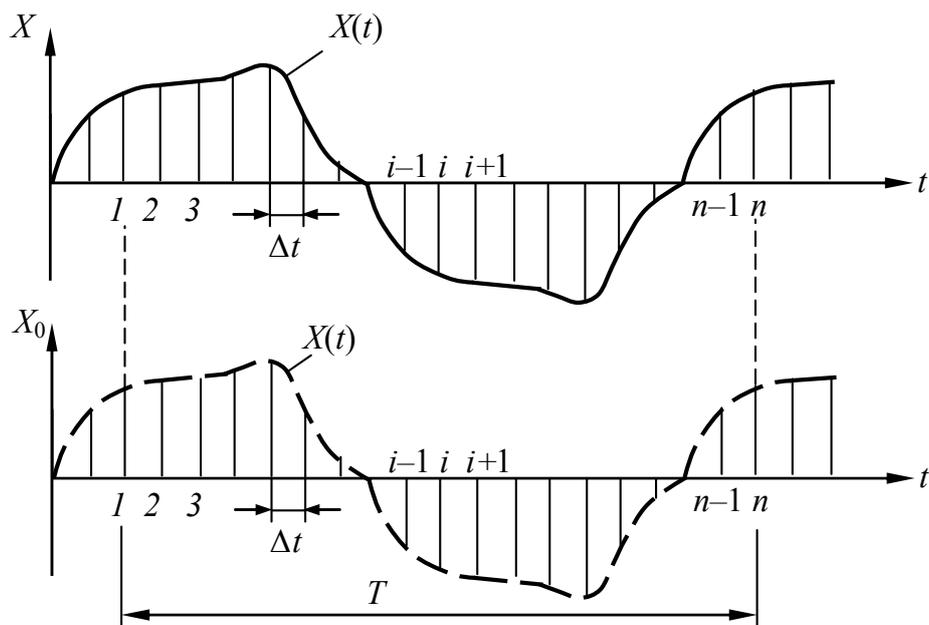


Рис. 2.4. Аналого-цифровое преобразование сигнала

Характеризуя АЦП, говорят о его разрядности и интервале дискретизации сигнала по времени  $\Delta t$  или частоте выборок  $f_{\text{в}} = 1/\Delta t$  или, если речь идет о периодических сигналах с периодом  $T$ , о количестве выборок за период  $N = f_{\text{в}}T$ .

Для периодических сигналов существует взаимосвязь между верхней частотой преобразуемого сигнала и необходимым количеством выборок. Для точного восстановления первоначального сигнала из его дискретного представления частота выборок должна по крайней мере вдвое превышать самую высокочастотную гармоническую составляющую входного сигнала, т. е.  $f_{\text{в}} \geq 2f_{\text{max}}$  или  $N \geq 2f_{\text{max}}$ . Более того, при аналого-цифровом преобразовании из входного сигнала должны быть исключены все гармоники с частотой более высокой, чем частота квантования. В противном случае, при восстановлении сигнала появляется разностная составляющая низкой частоты, поэтому на входе АЦП всегда устанавливают аналоговый фильтр нижних частот с полосой пропускания не более  $f_{\text{в}}$ .

В устройствах РЗА применяют АЦП с частотой выборок от 600 до 2000 Гц. Более высокая частота выборок используется в том случае, если устройство защиты обеспечивает еще и осциллографирование аварийного процесса. Цифровое устройство с частотой выборок 2000 Гц эквивалентно осциллографу с полосой пропускания 0–1000 Гц.

Второй важной характеристикой АЦП является разрядность  $p$  формируемого им двоичного числа. Для того чтобы выяснить, каким

должно быть значение  $p$ , рассмотрим работу АЦП как некоего «черного ящика» (см. рис. 2.2), на вход которого поступает аналоговый сигнал  $X$ , а на его цифровых выходах появляется эквивалентное число в виде двоичных сигналов с двумя возможными уровнями, условно обозначаемыми как 0 и 1. Следует отметить, что представление числа напряжением или током только двух уровней и делает предпочтительней двоичную систему счисления.

Существует однозначная связь между разрядностью АЦП и точностью измерения аналоговой величины. Например, в двухразрядном АЦП на его двух выходах возможно формирование только четырех независимых числовых комбинаций: 00, 01, 10 и 11. Эти числа можно интерпретировать как нахождение входного аналогового сигнала в одном из четырех поддиапазонов, ограниченных  $0 - X_{\max}$ . В случае  $p$ -разрядного АЦП возможно отождествление нахождения входного сигнала в любом из  $m = 2^p$  поддиапазонов. При этом ступенька квантования при определении уровня сигнала составит  $X_{\max}/2^p$ . В энергетике из всех величин в наиболее широком диапазоне изменяется ток. Ток при нормальном режиме работы электроустановки находится в пределах  $0 - I_{\max}$ , а в аварийных – достигает  $(10-20)I_{\max}$ . Для преобразования с погрешностью не более 1–2 % требуемое число ступеней квантования должно быть 2000–4000, т. е. требуется АЦП с  $p = 11-12$ .

**Ввод дискретных сигналов.** Практически во всей современной электронной аппаратуре ввод дискретных сигналов осуществляется через преобразователи на основе оптронов. Собственное время переключения у оптронов составляет доли микросекунды. Для оптопары (светодиод–фотоприемник) характерна малая проходная емкость, что препятствует проникновению помех по этому пути. Допустимое напряжение между цепью управления и элементами управляемой цепи достигает нескольких киловольт, а рабочий ток светодиода составляет 2–12 мА. Малый входной ток оптрона, с одной стороны, является благом, так как приводит к снижению мощности, потребляемой преобразователем, решает проблему рассеивания тепла резистора и уменьшает нагрузку на управляющий контакт. С другой стороны, малый рабочий ток оптрона приводит к ряду проблем.

В первую очередь малый входной ток обуславливает низкую помехозащищенность преобразователя. Устройства с малым потреблением могут реагировать на замыкания на землю в сети оперативного тока,

так как их входной ток соизмерим с током цепи контроля изоляции сети оперативного тока.

**Выходные реле.** В цифровых защитах выходными реле являются промежуточные электромагнитные реле. Контактная пара пока еще остается вне конкуренции как единственное устройство, обеспечивающее видимый разрыв в коммутируемой цепи, к тому же это и самое дешевое решение. Как правило, в цифровых устройствах РЗА применяются несколько типов малогабаритных реле: с большей коммутационной способностью – для работы непосредственно в цепях управления выключателей, с меньшей – для работы в цепях сигнализации. Мощные реле способны включать цепи с током примерно 5–50 А, но их отключающая способность обычно не превосходит 0,2 А при постоянном напряжении 220 В. Таким образом, схема управления должна предусматривать прерывание тока в цепи электромагнита выключателя его вспомогательным блок-контактом. Отключающая способность сигнальных реле обычно не превышает 0,15 А в цепях постоянного тока напряжением 220 В.

**Отображение информации.** Для отображения информации в реле используются и отдельные светодиодные индикаторы, а также табло и даже графические экраны. Для простоты будем называть совокупность элементов визуального отображения информации в реле дисплеем.

Очевидно, что дисплей не должен быть дорогим, так как «общение» человека с реле происходит крайне редко. Дисплей реле должен обеспечивать быстрое и однозначное представление информации. Наилучшим образом этим требованиям удовлетворяют простые дисплеи в виде светодиодных индикаторов. С другой стороны, цифровое устройство защиты – это устройство, которое способно представить оператору очень большой объем информации: текущие значения токов и напряжений электроустановки, их аварийные значения, уставки (а их в цифровых реле может быть несколько наборов), состояние входов и выходов управления и т. д. Для оперативного получения такого объема информации требуются, соответственно, и более информативные дисплеи. На рис. 2.5 представлены некоторые варианты выполнения дисплеев устройств РЗА.

В цифровых устройствах некоторых типов защиты (рис. 2.5, а) отдельный светодиодный индикатор (или крайний левый разряд цифрового светодиодного табло) указывает на отображаемый параметр, а численное значение этого параметра выводится в трех правых разрядах цифрового табло.

В современных устройствах применяются цифробуквенные многострочные табло (рис. 2.5, б), что обеспечивает удобство считывания информации. Такие табло выполняются на основе жидкокристаллических индикаторов (ЖКИ). Основными недостатками ЖКИ являются относительно низкая контрастность изображения и неработоспособность при низких температурах. Однако невысокая стоимость и легкость управления ЖКИ способствует их широкому применению, в том числе и в устройствах РЗА. Наиболее наглядно информация представляется на графическом дисплее (рис. 2.5, в).

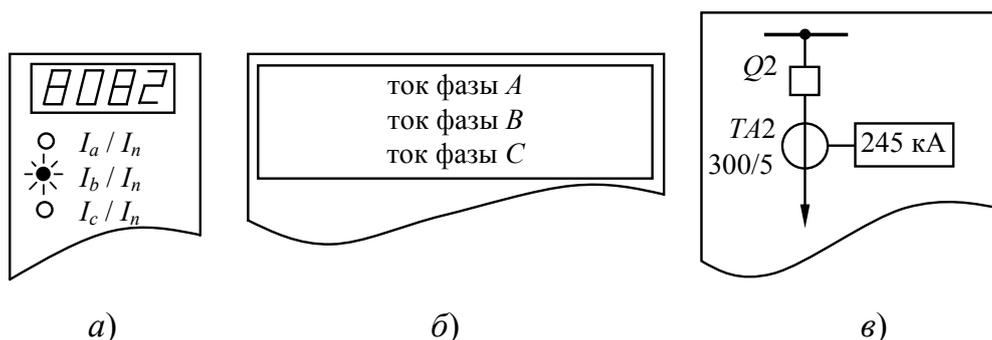


Рис. 2.5. Варианты дисплеев цифровых устройств защиты

Цифровые реле имеют погрешность 3–5 %. С учетом этой погрешности и выполняются дисплеи цифровых реле – с возможностью отображения лишь трех значащих цифр. В цифровых реле используются в основном два способа представления величин – в именованных единицах (вольтах, амперах, градусах и т. д.) и в относительных единицах. Оперативному персоналу удобнее работать с именованными величинами, отражающими реальные значения токов, напряжений и других параметров электроустановки. Это требует занесения дополнительной информации в реле – коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов, а на дисплей необходимо дополнительно выводить размерность отображаемой величины.

**Управление аппаратурой.** Кнопки управления или клавиатура являются неотъемлемыми элементами связи человека с цифровым устройством. С помощью кнопок управления можно изменить режим работы устройства, вызвать на дисплей интересующие параметры и величины, ввести новые уставки и т. д.

Число кнопок, используемых в клавиатурах различных устройств РЗ, варьируется от двух до десяти. Чем больше кнопок в клавиатуре, тем удобнее и быстрее можно вводить информацию в устройство. Однако

кнопки являются наиболее ненадежными элементами цифровых реле. Поэтому там, где пользоваться кнопками приходится крайне редко, стремятся использовать их минимальное число. Минимальное число кнопок клавиатуры, позволяющее вводить любую информацию, равно двум, оптимальное – пяти: вверх, вниз, влево, вправо, ввод. Состояния, доступные с помощью кнопок управления, представляются двухмерным массивом. Продвижение по координатам массива осуществляется соответствующими кнопками, а выбор элемента массива производится одновременным нажатием кнопки «*ENTER*».

**Устройства хранения информации.** Одним из важнейших узлов цифровых реле являются различные типы устройств хранения информации. В функциональном отношении все статические запоминающие устройства подразделяются на ПЗУ, ОЗУ и ППЗУ.

Для хранения рабочей программы в устройствах защиты обычно используются ПЗУ. Отличительной чертой ПЗУ является однократная запись информации. В последующем возможно только считывание записанной информации. Отсюда и происходит англоязычное название этого типа памяти *ROM (Read Only Memory* – только считываемая память). Достоинством микросхем ПЗУ является их низкая стоимость и возможность хранения информации при отключении питания.

В последнее время все шире начинают применяться перепрограммируемые устройства памяти. Особенно они актуальны для устройств защиты, рабочая программа которых должна изменяться в процессе эксплуатации. В настоящее время существуют устройства РЗА, в которых нужные функции защиты выбираются из библиотеки стандартных функций самим пользователем. Логическая часть этих устройств РЗА создается пользователем из базовых логических функций типа И, ИЛИ, ТРИГГЕР, ЗАДЕРЖКА и т. д. Рабочая программа в таких устройствах защиты располагается в перепрограммируемом постоянном запоминающем устройстве (ППЗУ) – электрически перезаписываемая постоянная память.

Для временного хранения результатов промежуточных вычислений используются ОЗУ – память с произвольным доступом. Запись и считывание данных в ОЗУ осуществляется с максимальной скоростью. Существенным недостатком ОЗУ является разрушение информации при отключении питания.

Для хранения уставок и других параметров, которые приходится изменять в процессе эксплуатации защиты, используются ППЗУ, допускающие многократное изменение уставок.

Промежуточным решением задачи стало хранение уставок в ОЗУ, имеющем резервное питание от встроенного в изделие источника. В таких устройствах применяют специальные малопотребляющие ИМС и литиевые батареи, имеющие срок службы 5–6 лет. Недостаток – необходим периодический контроль и своевременная замена источника питания.

Как и любое другое изделие, устройства памяти могут повреждаться или терять информацию, например, под воздействием ионизирующих излучений. Для обнаружения этого применяются следующие способы.

В ПЗУ, где данные размещаются в ячейках памяти, последовательно выполняют формальное суммирование всех чисел этого массива данных, а результат (контрольную сумму) помещают в определенную ячейку. В режиме тестовой проверки ПЗУ компьютер рассматривает его как объект исследования, выполняет подсчет суммы фактических чисел, хранящихся в ячейках, и сравнивает с контрольной суммой. При проверке ОЗУ в его ячейки поочередно записывают нули и единицы, а затем анализируют получающиеся при считывании результаты. В устройствах с *EEPROM*-памятью имеется возможность даже восстанавливать утерянную информацию. Для этого важнейшие массивы информации, например, установки, дублируются в разных микросхемах памяти. Так как одновременное повреждение информации в двух микросхемах маловероятно, то имеется возможность восстановить информацию перезаписью содержимого неповрежденного массива на место поврежденного.

**Блоки питания.** Практически во всех современных устройствах используются импульсные блоки питания, выполняемые на базе высокочастотных инверторов. Такой БП с одноканальным инвертором представлен на рис. 2.6.

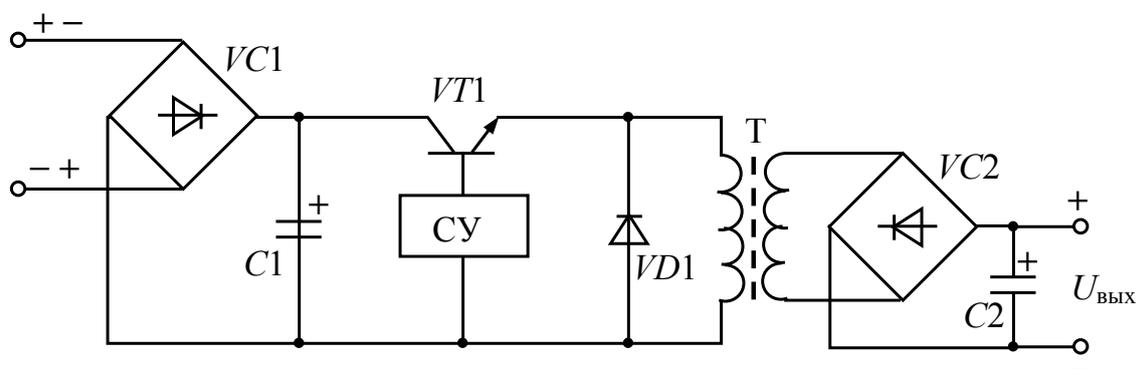


Рис. 2.6. Упрощенная схема импульсного блока питания:  
 СУ – схема управления

С помощью электронного ключа, выполненного на транзисторе  $VT1$ , на первичную обмотку развязывающего трансформатора  $T$  подаются импульсы напряжения с частотой несколько десятков килогерц. Трансформатор, работающий на высокой частоте, получается небольших габаритов, с малым числом витков в обмотках, но с относительно большой проходной мощностью. Использование широтно-импульсной модуляции при управлении ключом  $VT1$  позволяет поддерживать стабильным выходное напряжение инвертора при изменении питающего напряжения в широких пределах. Например, устройства серии MODULEX устойчиво работают при изменении напряжения от 64 до 500 В. Для исключения повреждения инвертора при несоблюдении полярности подаваемого напряжения на его входе устанавливается диодный мост  $VS1$ . Емкости накопительных конденсаторов  $C1$  и  $C2$  обычно выбирают из условия требуемого сглаживания пульсации в выходном напряжении при питании инвертора от выпрямленного постоянного тока. В некоторых случаях емкости  $C1$  и  $C2$  увеличивают до уровня, достаточного для исключения сбоев в микропроцессорной части при кратковременных понижениях питающего напряжения, возникающих, например, при КЗ на смежных фидерах в сети оперативного тока. Следует отметить, что в БП большое внимание уделяется защите от перенапряжений в питающей сети и исключению проникновения помех внутрь устройства.

**Интерфейсы цифровых устройств.** Под интерфейсом понимается совокупность аппаратных, программных и конструктивных средств, необходимых для реализации взаимодействия различных цифровых устройств, объединенных в систему.

По принципу обмена информацией интерфейсы подразделяются на интерфейсы с параллельной и последовательной передачей данных.

Наиболее быстрый обмен информацией между двумя цифровыми устройствами обеспечивает параллельный интерфейс, упрощенная схема которого представлена на рис. 2.7, а.

В данном случае по синхронизирующему сигналу  $CS$  (в действительности это может быть последовательность из нескольких сигналов управления) передающее устройство выставляет на шину данных ШД одновременно все разряды передаваемого числа, а приемное устройство его считывает. Как видно, параллельный интерфейс требует достаточно сложного тракта передачи, включающего  $n + 1$  физические линии при  $n$ -разрядном слове передаваемых данных. Чаще всего этот тип интерфейса применяется при передаче информации на небольшие расстояния (например, при связи компьютера с принтером) или при необходимости обеспечить наивысшую скорость обмена.

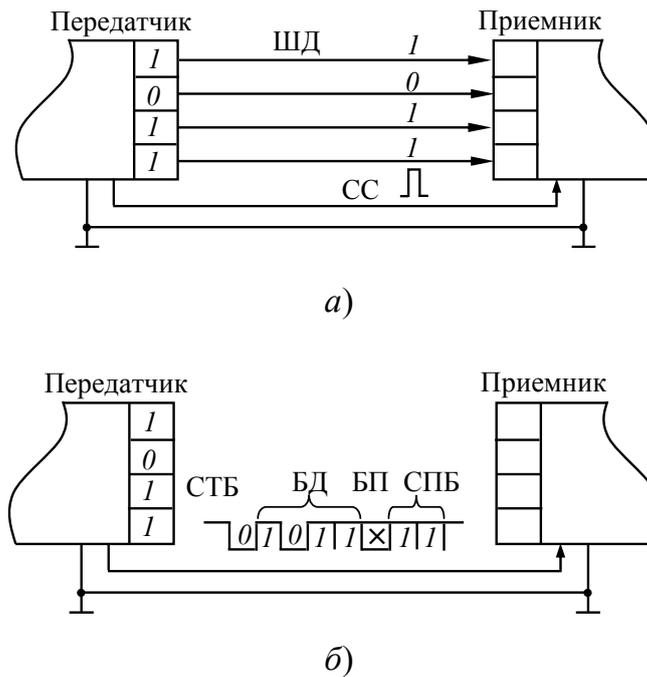


Рис. 2.7. Варианты обмена информацией

Технически более просто выполняется интерфейс с последовательной передачей данных, которые передаются последовательно разряд за разрядом. Наиболее распространен асинхронный режим передачи данных (рис. 2.7, б). Асинхронный способ передачи данных требует минимального количества проводов в линии. При асинхронной передаче используют определенные договоренности, позволяющие приемнику распознать не только начало и окончание передачи, но и обнаруживать искажение информации при передаче. Это обеспечивается следующим образом. В режиме ожидания передатчик выдает в линию сигнал логической единицы. Начало передачи приемник распознает по появлению на линии логического нуля. Это так называемый стартовый бит СТБ. Длительность передачи одного бита заранее оговорена, т. е. приемник и передатчик должны быть предварительно настроены. После окончания передачи стартового бита СТБ передатчик передает разряд за разрядом биты данных БД, начиная с младшего разряда. После передачи данных следует так называемый бит паритета БП. Бит паритета по договоренности устанавливается передатчиком в состояние логической единицы, если в бите (слове) данных нечетное число единиц и используется «четный» паритет. И наоборот, в случае договоренности о работе с «нечетным» паритетом биту паритета присваивается нулевое значение. Таким образом, используя бит паритета, приемник способен обнаруживать единичные сбои при передаче данных. Оканчивается со-

общение передачей стоповых битов СПБ (1; 1,5 или 2 бита). По сути, стоповые биты определяют минимальный интервал между передачей отдельных слов данных. При асинхронной передаче обычно используется стандартный ряд скоростей: 500, 600, 1200, 2400, 4800, 9600, 19200, 58400 бит/с, или бод. Существует достаточно много стандартов на каналы последовательной связи. Стандарты отличаются по скорости обмена, организации, длине линий связи и т. д.

В ряде цифровых реле порт последовательной связи выполнен в стандарте RS485. Стандарт RS482 требует симметричный канал (витая пара). Обеспечивает связь сегментами длиной до 1200 м с возможностью подключения до 32 узлов на сегмент; минимальное сопротивление нагрузки – 60 Ом; скорость обмена – до 10 Мбит/с.

Таким образом, порты у цифрового реле и персонального компьютера выполнены в разных стандартах, что исключает их непосредственное соединение. Для их соединения требуется элемент, называемый преобразователем протоколов.

**Проводные каналы связи.** Передача импульсов по электрическому каналу с ограниченной полосой пропускания  $\Delta f = f_{\max} - f_{\min}$  сопровождается задержкой и искажением формы передаваемого импульса (рис. 2.8).

На рис. 2.9 представлена схема передачи информации с использованием волоконно-оптического канала связи.

Основными компонентами этой системы являются: оптический излучатель  $VD$ , световод  $C$  и светочувствительный элемент (фотоприемник)  $VT$ . В качестве излучателей используются полупроводниковые светодиоды и последнее достижение оптоэлектроники – недорогие твердотельные диодные лазеры. В отличие от диффузионных светодиодов, лазеры являются источниками когерентного излучения. Обычно используется излучение с длиной волны 800 нм (инфракрасная область невидимого спектра). В качестве детекторов используются фототранзисторы и *pin*-диоды. Последние являются высококачественными оптическими детекторами со временем срабатывания в несколько наносекунд и чувствительностью до 1000 фотонов/с.

Движение света вдоль криволинейного световода происходит при многократном внутреннем отражении луча на границе световод–оболочка.

Волоконно-оптический кабель (ВОК) является сложным сооружением, где, кроме обеспечения минимальных потерь энергии при передаче, особое внимание уделено защите световода от внешних воздействий. Существует несколько типов ВОК. Последним достижением волоконно-

оптической дальней связи является передача информации на частотах до 4 ГГц и на расстояние 120 км без повторителей.

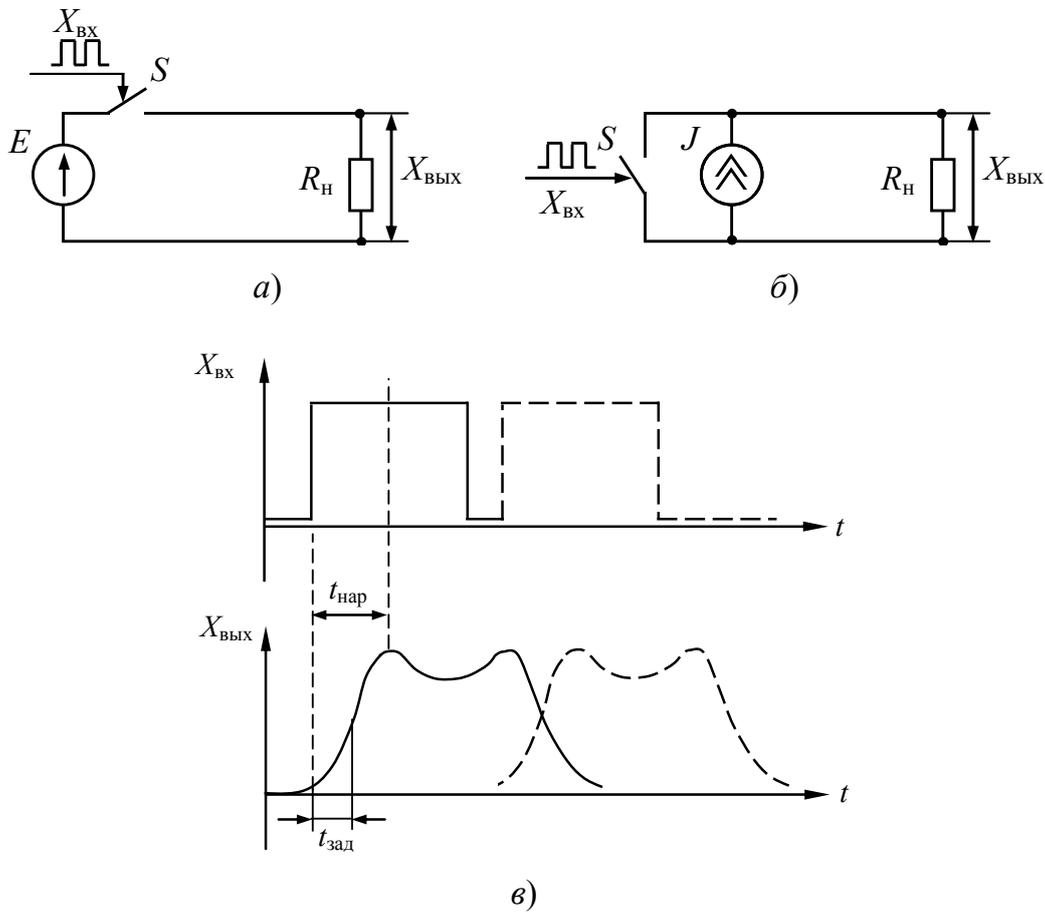


Рис. 2.8. Искажения сигнала при передаче по реальному каналу:  
 $X_{вх}$  – входной сигнал;  $X_{вых}$  – выходной сигнал;  
 $t_{нар}$  – время нарастания сигнала;  $t_{зад}$  – время задержки сигнала

**Световоды**, по сравнению с электрическими кабелями, обладают рядом достоинств:

- высокая помехозащищенность в условиях электромагнитных полей;

- большая пропускная способность. По сравнению с коаксиальными кабелями, в которых скорость и потери существенно зависят от частоты, дисперсия (зависимость фазовой скорости волны от частоты) ВОК незначительна, а следовательно, в них в меньшей степени наблюдается уширение импульсов;

- безопасность при эксплуатации. Исключается вынос электрического потенциала из электроустановки; невозможно возгорание кабеля по причине КЗ;

– не используется дефицитная медь, что делает их потенциально дешевле в перспективе при отработке технологии производства оптоволокна;

– высокие эксплуатационные характеристики: малый радиус изгиба, не критичность к условиям прокладки (возможна прокладка рядом с силовыми кабелями), малые массогабаритные показатели и т. д.

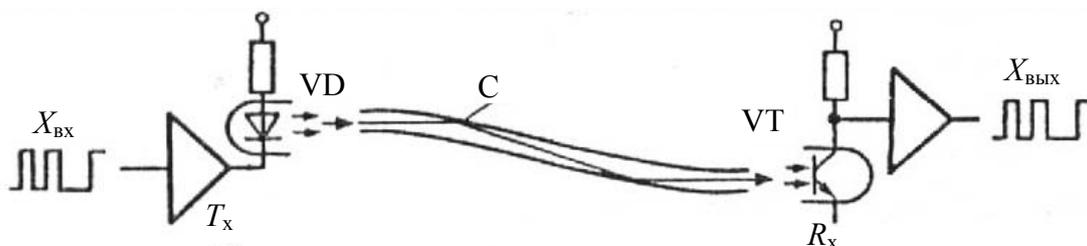


Рис. 2.9. Схема передачи информации с использованием волоконно-оптического канала связи

Существенным недостатком ВОК является сложность сопряжения (стыковки) световодов между собой, а также с излучателями и приемниками сигналов. При использовании ВОЛС цифровые устройства защиты необходимо дооснащать модулем оптикоэлектронного преобразования. Такой модуль может быть как встроенным, так и внешним.

**Волоконно-оптические каналы передачи информации.** Волоконно-оптические системы связи стали развиваться с начала 70-х гг. прошлого века. Для исключения конфликтных ситуаций (одновременной передачи по петле нескольких сообщений) устройство верхнего уровня является ведущим и только ему дается право инициировать обмен информацией. Ведомые устройства могут только отвечать на запросы ведущего устройства.

При необходимости одновременного обращения ведущего устройства ко всем ведомым (например, при синхронизации внутренних часов) используется так называемый широковещательный режим. При этом используется общий для всех ведомых адрес.

## 2.3. Особенности обработки информации в цифровых реле

**Основные характеристики цифровых реле.** Цифровые реле обладают всеми достоинствами, достигнутыми с помощью электронных реле с аналоговыми принципами обработки информации: более близкий к единице коэффициент возврата измерительных органов (0,96–0,97 вместо 0,80–0,85 у электромеханических реле), малое потребление мощности от ТТ и ТН (на уровне 0,1–0,5 В · А вместо 10–50 В · А у электромеханических реле). Следует отметить, что при этом электронным реле требуется надежный источник питания. Практически независимо от числа реализуемых функций цифровое устройство РЗ потребляет от сети оперативного тока мощность порядка 5–20 Вт.

**Собственное время срабатывания цифровых реле.** Собственное время срабатывания измерительных органов цифровых реле осталось практически таким же, как у их электромеханических аналогов. Это можно объяснить тем, что для определения интегральных параметров контролируемых токов и напряжений (действующих значений, фазовых сдвигов) требуется некоторое время.

**Фильтрация сигналов в цифровых реле.** Если контролируемый сигнал периодический и существует достаточно длительное время, то для выделения основной гармоники (или любой другой) можно воспользоваться теорией гармонического анализа, в соответствии с которой для определения амплитуды  $k$ -й гармоники потребуются сначала вычислить ее ортогональные составляющие и только затем – ее амплитуду. Нашли применение аналоговые и цифровые фильтры.

Цифровые фильтры имеют ряд преимуществ. Основные из них – надежность в работе и стабильность характеристик, недостижимые в аналоговых фильтрах. Однако, так же как и аналоговые фильтры, цифровые имеют погрешность в части выделения нужной гармоники из сложного сигнала и времени, затрачиваемого на фильтрацию.

## 2.4. Алгоритмы работы измерительных органов

**Измерение величины тока или напряжения.** Цифровое реле непрерывно измеряет фазные токи и напряжения, затем сравнивает их с уставками и при необходимости эти величины передаются на дисплей. В соответствии с теорией гармонического анализа для измерения гармонического сигнала, представленного в дискретной форме,

сначала необходимо разложить его на ортогональные (синусную и косинусную) составляющие, а затем вычислить амплитуду и действующее значение.

На рис. 2.10 представлена структурная схема алгоритма измерения амплитуды гармонического входного сигнала, на котором фазосдвигающие элементы обозначены ФС1 и ФС2.

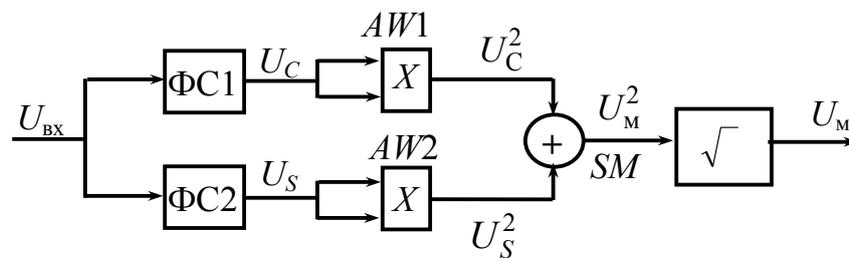


Рис. 2.10. Алгоритм измерения амплитуды входного сигнала

В качестве ФС можно применить два цифровых фильтра с фазоразностными частотными характеристиками, например, имеющие передаточные функции 2-го и 3-го порядков. В данном случае входной сигнал  $U_{вх}$  может быть не отфильтрованным. Однако при использовании на входе реле полосно-пропускающего цифрового фильтра формирователи ортогональных составляющих выполняются программным способом.

**Измерение угла фазового сдвига.** Измерение цифровым реле величины фазового сдвига между двумя векторами гармонических сигналов производится программированием.

**Измерение частоты.** Частота синусоидального сигнала определяется по двум отсчетам мгновенных значений ортогональных составляющих напряжения.

## 2.5. Особенности эксплуатации микропроцессорных защит

**Надежность функционирования систем с цифровыми реле.** Одной из особенностей цифровых устройств является относительная простота организации контроля исправности аппаратной части и программного обеспечения. Этому благоприятствует циклический режим работы микропроцессора по заложенной в реле программе. Отдельные фрагменты этой программы и выполняют самотестирование устройства защиты. В арсенале разработчиков цифровой аппаратуры

имеется целый набор типовых решений в части тестирования. В цифровых реле при самоконтроле используются следующие приемы.

Неисправность тракта аналого-цифрового преобразования с большой глубиной охвата входящих в него узлов обнаруживается путем периодического считывания опорного (неизменного по времени) напряжения. Если МП обнаруживает расхождение между последним и ранее полученным результатом, то он формирует сигналы неисправности.

Исправность ОЗУ проверяют, записывая в ячейки заранее известные числа и сравнивая результаты, получаемые при последующем считывании.

Рабочая программа, хранимая в ПЗУ, периодически рассматривается МП как набор числовых кодов. Микропроцессор выполняет их формальное суммирование, а результат сравнивает с контрольной суммой, хранимой в заранее известной ячейке. Целостность обмоток выходных реле проверяется при кратковременной подаче на них напряжения и контроле обтекания их током. Периодически выполняется самотестирование МП, измеряются параметры БП и других важнейших узлов устройства.

В случае выхода из строя самого МП, осуществляющего самоконтроль, в цифровых устройствах предусматривается специальный сторожевой таймер «*watch dog*». Это несложный, а следовательно, очень надежный узел. В нормальном режиме МП посылает в этот узел импульсы с заданным периодом следования. С приходом очередного импульса сторожевой таймер начинает отсчет времени. Если за отведенное время от МП не придет очередной импульс, который сбрасывает таймер в исходное состояние, то таймер воздействует на вход возврата МП в исходное состояние. Это вызывает перезапуск управляющей программы. При неисправности МП «зависает», устойчиво формируя 0 или 1. Это обнаруживает сторожевой таймер и формирует сигнал тревоги. При необходимости блокируются наиболее ответственные узлы устройства защиты.

Безусловно, тестирование не может обеспечить 100%-го выявления внутренних дефектов изделия. Глубина тестирования целиком находится в компетенции разработчика, так как тестирование выполняется с учетом особенностей конкретного устройства и, в общем случае, неизвестна пользователю. Реально тестированием удастся охватить примерно 80–95 % всех элементов изделия.

Надежность функционирования любого устройства следует рассматривать в двух аспектах: надежность самого устройства и надеж-

ность функционирования всей системы, в состав которой входит данное устройство. Надежность аппаратной части какого-либо устройства в первую очередь определяется количеством затраченных на его изготовление комплектующих изделий и их качеством. Для примера предположим, что два устройства с одними и теми же функциями выполняются соответственно на аналоговом и цифровом принципах из комплектующих (резисторов, конденсаторов, диодов и т. п.) с близкими показателями по надежности. Очевидно, что более надежным окажется устройство, выполненное с использованием меньшего числа элементов.

С другой стороны, для цифровых устройств характерен непрерывный автоматический контроль аппаратной части и программного обеспечения. Самоконтроль существенно повышает надежность РЗ как системы благодаря своевременному оповещению персонала о случаях отказа аппаратной части. Это позволяет незамедлительно принимать меры по восстановлению работоспособности системы РЗ. В аналоговых системах РЗ, как правило, предусматривается лишь периодический тестовый контроль работоспособности аппаратной части, причем с участием человека. При периодическом контроле возможна эксплуатация неисправной системы РЗ в течение достаточно длительного времени – до момента очередной плановой проверки. Таким образом, можно говорить о более высокой надежности функционирования цифровых устройств. Следовательно, цикл их технического обслуживания может быть теоретически увеличен до 10–12 лет. Однако пока отсутствует необходимый практический опыт, подтверждающий это положение. Поэтому в энергосистемах существует мнение, что цикл их технического обслуживания следует сохранить на уровне электронных защит – 6 лет. Однако, учитывая наличие автоматического контроля, объем проверки может быть существенно уменьшен.

Следует также представлять себе, что если защита в процессе контроля выявила неисправность, то оборудование оставлено без защиты. Поэтому в силе должны быть оставлены требования о ближнем и дальнем резервировании. То есть следует позаботиться о резервной защите на ответственных элементах, особенно в тех случаях, когда дальнейшее резервирование неэффективно.

***Помехозащищенность цифровых реле.*** Помехозащищенность – это способность аппаратуры правильно функционировать в условиях электромагнитных помех.

Необходимая помехозащищенность обеспечивается только при комплексном решении ряда вопросов:

– обеспечение должного превышения уровней информационных сигналов над уровнем помех. В этой связи в энергетике используются сигналы с номинальными уровнями 1 А и более, 100 В и выше;

– правильная прокладка линий связи датчиков информации с устройствами РЗ, а при необходимости – защита линий связи от действия помех и подавления самих помех;

– правильное конструирование аппаратной части устройства РЗ.

Если решение последнего вопроса находится исключительно в ведении разработчиков аппаратуры, то вопросы защиты каналов связи от помех должны решаться на стадии проектирования и в ходе эксплуатации системы защиты. Рассмотрим устройство РЗ с этих позиций.

**Проникновение помех в реле и линии связи.** Как правило, входная часть устройства защиты выполняется по схеме (рис. 2.11). При этом рабочий сигнал  $E_c$  передается по двухпроводной линии в виде разности потенциалов или токов. Обычно входным воспринимающим элементом устройства является промежуточный трансформатор  $T$ . Как уже отмечалось, трансформатор обеспечивает одновременно и преобразование подводимых сигналов, и гальваническое разделение внутренних и внешних цепей.

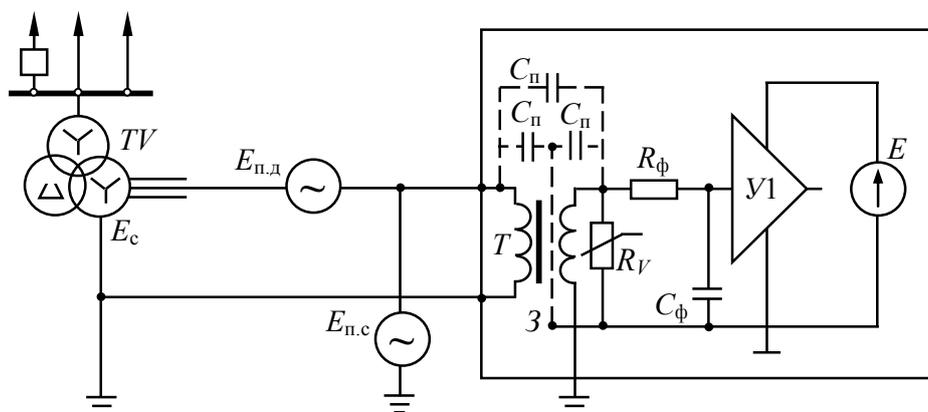


Рис. 2.11. Входной тракт устройства РЗА

Помехи могут наводиться как между проводами линии связи (помехи дифференциального или поперечного вида  $E_{п.д}$ ), так и между любым проводом линии и землей (синфазные или продольные помехи  $E_{п.с}$ ).

Синфазные помехи  $E_{п.с}$  опасны для дифференциальных приемников. Проникая внутрь устройства по паразитным емкостным связям  $C_{п}$ , эти помехи затем могут накладываться на рабочий сигнал, который внутри устройства, как правило, является синфазным и передается относительно общей шины нулевого потенциала.

Поэтому конструкторы аппаратуры применяют меры, чтобы максимально ослабить паразитные (емкостные) связи между первичной обмоткой промежуточного трансформатора  $T$  и элементами внутренней схемы устройства.

Что касается дифференциальных помех  $E_{п.д}$ , то наиболее действенным способом является максимальное ограждение линий связи от воздействия источников помех, если источник помехи неустраним. Для этого необходимо знать, как помехи попадают в линию связи.

Принято различать гальванический, электростатический и индуктивный пути проникновения помех из одной электрической цепи в другую.

## 2.6. Испытания аппаратуры на помехозащищенность

Ввиду того, что учесть все паразитные связи между различными цепями реального устройства практически невозможно, единственным критерием должной помехозащищенности аппаратуры могут быть только ее натурные испытания. Причем эти испытания должны проводиться по единым нормам, чтобы можно было сопоставлять оборудование разных фирм.

При проведении испытаний измерительных реле и защитного оборудования во всем мире придерживаются рекомендаций Международной электротехнической комиссии (МЭК).

В соответствии с нормами МЭК при испытаниях тестовые воздействия прикладываются между любыми независимыми входами устройства и между каждым входом и землей. Все зажимы, принадлежащие одному входу, при этом закорачиваются. В нормах МЭК подробно оговариваются параметры источников сигналов и методика испытания. Ниже мы рассмотрим лишь наиболее важные моменты в части проверки помехозащищенности реле.

*Испытание на высокочастотные помехи (МЭК 255-22-1).* Рекомендуемое тестовое воздействие имитирует помехи коммутационного происхождения. Затухающие высокочастотные колебания возникают при включении или отключении линий в электрических сетях и при однофазных замыканиях. Частота колебаний, генерируемых сетью, может изменяться от единиц герц до десятков и сотен гигагерц. Все зависит от соотношения распределенных индуктивностей и емкостей сети в каждом конкретном случае. В качестве испытательного воздействия приняты наиболее реальные высокочастотные колебания с амплитудой 2,5 кВ при продольной помехе и 1,0 кВ при поперечной.

**Испытание на электростатический разряд (МЭК 255-22-2).** При этом испытании внешний электрический заряд переносится на устройство либо через воздушный промежуток (исходный потенциал 8 кВ), либо через емкость 150 пФ при контактном воздействии (исходный потенциал 6 кВ).

**Испытания кратковременными импульсами (МЭК 255-22-4).** Этот вид тестирующего воздействия также выбран из практических условий. Импульсы наводятся в жилах контрольных кабелей под воздействием грозовых разрядов. Для грозовых импульсов характерен крутой фронт и относительно медленный спад. Однако тестовые импульсы имеют срез и на спаде срезанный импульс, что имитирует работу искровых разрядников, устанавливаемых на линиях для борьбы с грозовыми перенапряжениями. Обычно подается по три импульса разной полярности с амплитудой до 6 кВ и интервалом 5–10 с.

**Испытания диэлектрической прочности изоляции.** При испытании используется напряжение 2 кВ промышленной частоты, подаваемое на оборудование в течение 1 мин. Это испытание фактически дает гарантию безопасности обслуживания устройства, а не проверяет его помехостойкость.

## 2.7. Использование цифровых реле в качестве элементов АСУ ТП

**Цифровые реле РЗ как часть АСУ ТП.** Главными функциями АСУ ТП являются отображение технологического процесса (на мнемосхемах, в средствах сигнализации об аварийных ситуациях и т. п.), ведение отчетов и обеспечение связи оператора с управляемым им процессом. АСУ ТП являются системами реального времени и в настоящее время строятся на основе персональных и специализированных устройств, с помощью которых обеспечивается связь с датчиками информации, обработка получаемой информации и представление ее в удобном виде для диспетчерского управления.

С позиций АСУ ТП цифровые устройства РЗ являются оконечными устройствами, т. е. терминалами. Поэтому иногда цифровые устройства РЗ называют релейными терминалами.

Программное обеспечение для АСУ ТП непрерывно совершенствуется. Рабочие программы АСУ ТП создаются из готовых библиотечных функций с использованием простых языков программирования. Например, создание рабочего окна на экране ПЭВМ (рис. 2.12) включает несколько этапов:

- создание статического изображения рабочего окна;
- формирование динамических объектов рабочего окна;
- обработку информации: формирование отчетов, построение трендов и т. д. (Тренд – это графическое отображение изменения параметра процесса во времени.)

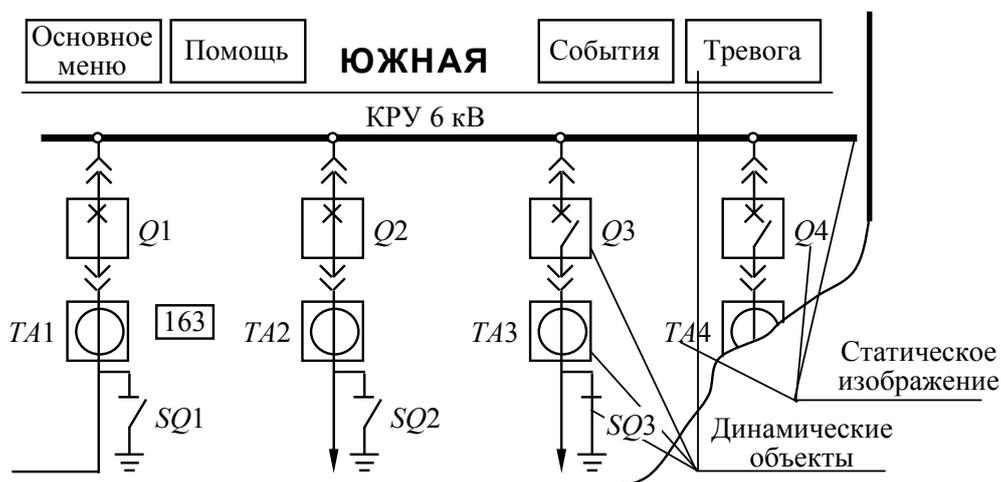


Рис. 2.12. Вывод информации на дисплей

Рассмотрим данный процесс подробнее. Статическое изображение рабочего окна включает фон (мнемосхему объекта), неизменные надписи и т. п. Для создания статического изображения, как правило, используются внешние графические редакторы, а готовое изображение затем передается в общий программный пакет.

Динамические объекты создаются при помощи специализированного графического редактора, также построенного на основе использования библиотечного принципа. Внешний вид динамических объектов может изменяться в зависимости от фактического состояния отображаемого объекта. Например, в поле выключателя формируется изображение либо замкнутого, либо разомкнутого контакта. Динамическим объектам присваиваются логические имена, под которыми они фигурируют в алгоритме управления. При использовании типовых программных пакетов проектировщик АСУ путем ответов на вопросы ПЭВМ осуществляет привязку логических имен динамических объектов к конкретным первичным устройствам ввода-вывода информации (реле, терминалам и т. п.).

Для описания алгоритмов управления применяются либо специализированные языки с использованием библиотеки логических функций (типа И, ИЛИ и т. д.), либо простые языки высокого уровня, например, BASIC.

Обычно библиотеки программного обеспечения для АСУ ТП содержат типичный набор функций для реализации:

- органов управления (выключателей, разъединителей и т. п.);
- экранных элементов для отображения параметров процесса (в виде цифровых или аналоговых индикаторов и табло);
- возможности создания и ведения архивов событий и аварий, а также отслеживания параметров процесса с выборкой значений через заданные промежутки времени;
- представления информации в удобном для оператора виде, например, гистограммами или временными графиками;
- средств защиты от несанкционированного доступа в систему с использованием паролей и т. п.

Все микропроцессорные реле оснащены интерфейсом RS485 для организации дистанционной связи (подключения к компьютерной сети удаленной передачи информации). Для подключения к сети микропроцессорные реле объединяются с помощью экранированной витой пары или оптоволоконного кабеля в группы до 52-х и подсоединяются к порту компьютера рабочей станции или шлюза через устройство конвертора протокола. Далее все микропроцессорные (реле) устройства предприятия могут быть объединены в глобальную вычислительную сеть с переводом традиционных функций телемеханики на язык вычислительной техники. Таким образом, все измеренные значения и зафиксированные сигналы могут быть направлены на соответствующий уровень управления, выданы на монитор оперативного персонала для отображения или сохранены в архиве – на магнитном носителе (с сортировкой или без). Дистанционное управление коммутационными аппаратами (включение и отключение) осуществляется оперативным персоналом также по вычислительной сети путем управления срабатыванием соответствующих выходных реле микропроцессорных устройств. Также дистанционно персоналом службы РЗА может быть произведено изменение уставок защит, а также переключение с одной их группы на другую. То или иное дистанционное управление защищается паролем соответствующего уровня доступа.

Таким образом, цифровые реле позволяют создавать локальные (на одном объекте) или глобальные (на предприятии) автоматизированные системы управления электрическими сетями.

## 2.8. Техническое обслуживание цифровых реле

Все виды технического обслуживания, проверки и периодичность их проведения регламентируются правилами технического обслуживания устройств РЗ и автоматики. Требования к техническому обслуживанию конкретного устройства РЗА (объемы, периодичность и методы обслуживания) определяются его изготовителем и включаются в ТЗ, ТУ и инструкции по эксплуатации. Как правило, подготовка цифрового устройства РЗА к работе предусматривает внешний осмотр, проверку сопротивления изоляции, выставление и проверку уставок, тестовую проверку в соответствии с ТО. Производится ранжирование реле, т. е. создание внутренней схемы: назначение входов, выходных реле, светодиодов, ввод или вывод отдельных ступеней защиты. Как было изложено выше, целесообразно оставить шестилетний срок с обязательным выполнением первого профилактического контроля.

Однако цифровые устройства защиты более информативны и существенно отличаются по конструктивному исполнению от их аналоговых предшественников. Так, высокая плотность монтажа, использование многослойных печатных плат, отсутствие принципиальных схем и полной информации по алгоритмам функционирования узлов делает цифровые устройства защиты ремонтно-пригодными только до уровня отдельных конструктивных модулей. Встраиваемые системы самодиагностики и контроля, как правило, выводят на дисплей код неисправности, что упрощает поиск поврежденного узла. Однако даже самые совершенные принципы не могут обеспечить 100%-й самоконтроль. Поэтому микропроцессорные устройства также должны подвергаться техническому обслуживанию с участием персонала.

Благодаря высокой информативности цифровых устройств РЗА их неисправность и неисправности в цепях измерительных трансформаторов, приводов выключателей могут быть обнаружены косвенными способами. Так, практически все цифровые устройства могут предоставить информацию о контролируемых величинах, входных и выходных сигналах управления. Анализируя эти данные, можно своевременно обнаружить обрывы во входных и выходных цепях. По информации, запоминаемой в аварийных режимах (численные значения токов КЗ, время запуска тех или иных измерительных органов и т. д.), можно убедиться в правильном согласовании уставок как данного

устройства РЗА, так и защит смежных участков. Еще большие возможности для подобного анализа открываются при включении устройств РЗА в АСУ ТП, когда вся необходимая информация может быть получена оперативно из разных источников.

Традиционный способ проверки устройства РЗА путем подачи внешних сигналов от устройства проверки с контролем основных параметров релейных органов (порога срабатывания, коэффициента возврата, времени срабатывания и т. д.) также упрощается, если это устройство микропроцессорное. Во-первых, малое потребление по цепям тока и напряжения позволяет автоматизировать процесс проверки, используя микропроцессорные устройства для проверки РЗА. Данное оборудование сводит к минимуму участие человека в проведении проверки и оформлении отчетности, а сохранение результатов проверки в виде файлов позволяет легко сопоставлять результаты проверок, проведенных в разное время. Уставки цифровых реле легко могут быть получены через ЭВМ и при необходимости оформлены в виде документа. В то же время следует иметь в виду, что устройство может быть проверено полностью с помощью обычных проверочных устройств.

При работе с микропроцессорными устройствами РЗ следует принимать все меры, исключающие повреждения электронных компонентов статическим электричеством. При ремонте аппаратура должна располагаться на заземленном токопроводящем столе. Тело работающего должно иметь потенциал стола, что обычно обеспечивается с помощью заземленного кольца или браслета. Такие меры защиты обусловлены тем, что электрический заряд, находящийся на теле человека, способен разрушать полупроводниковые структуры, причем статическое электричество может и не вызвать выход изделия из строя сразу же, но предрасположит это изделие к отказу в будущем.

При обслуживании микропроцессорных устройств ни в коем случае не следует расстыковывать и состыковывать разъемные соединения блоков устройства, когда оно находится под напряжением. Это обуславливается не столько соображениями техники безопасности, а весьма высокой вероятностью выхода интегральных микросхем при несоблюдении очередности подключения внешних цепей. Общее правило следующее: на микросхему должно быть подано сначала напряжение питания и только затем – входные сигналы. В момент расстыковки и стыковки разъемов это условие часто не выполняется, что и приводит к повреждениям оборудования.

## Контрольные вопросы

1. Перечислите достоинства и недостатки микропроцессорных защит.
2. Назовите основные узлы цифровых устройств РЗА и перечислите их функции.
3. Какие реле применяют в микропроцессорных защитах в виде выходных реле?
4. Как осуществляется отображение информации в микропроцессорных защитах?
5. Какие каналы связи применяют для создания интерфейса?
6. Каков алгоритм работы измерительных органов цифровых реле?
7. Каковы особенности эксплуатации микропроцессорных защит?
8. Как используются цифровые реле в качестве элементов АСУ ТП?
9. В чем состоит техническое обслуживание цифровых реле?

## ГЛАВА 3. ИСТОЧНИКИ ОПЕРАТИВНОГО ТОКА. ТРАНСФОРМАТОРЫ ТОКА И НАПРЯЖЕНИЯ

### 3.1. Назначение и общие требования к источникам оперативного тока

*Оперативным током* называется ток, питающий цепи дистанционного управления выключателями, вторичные цепи релейной защиты, автоматики и телемеханики, а также цепи сигнализации и блокировки.

Питание оперативных цепей отключения поврежденных линий и оборудования должно отличаться повышенной надежностью. Поэтому главное требование, которому должны отвечать источники оперативного тока, состоит в том, чтобы во время повреждений и при ненормальных режимах напряжение источника оперативного тока и его мощность должны иметь достаточную величину для действия вспомогательных реле защиты и автоматики и для надежного отключения и включения выключателей.

Различают независимые и зависимые источники оперативного тока. Работа первых не зависит, а вторых – зависит от режима работы и состояния первичных цепей электроустановки. К независимым источникам оперативного тока относятся аккумуляторные батареи (АБ), а к зависимым – ТТ, ТН, трансформаторы собственных нужд.

Источники оперативного тока подразделяются на источники постоянного тока и источники переменного тока.

### 3.2. Источники постоянного оперативного тока

*Аккумуляторная батарея.* На ответственных объектах в качестве источника оперативного тока используется аккумуляторная батарея (АБ), которая является наиболее надежным источником оперативного тока. Аккумуляторная батарея относится к независимым источникам оперативного тока, так как напряжение на АБ не зависит от наличия и величины напряжения основной сети подстанции. Мощность АБ должна быть достаточной для питания оперативных цепей и операций включения или отключения любого выключателя на объекте. Учитывая высокую стоимость и необходимость постоянного обслуживания стационарных АБ, они устанавливаются на электростанциях и крупных подстанциях.

После монтажа на месте эксплуатации АБ подвергаются специальной обработке (формовке) от зарядного агрегата (рис. 3.1), в результате которой на положительных пластинах образуется перекись свинца (коричневого цвета), а на отрицательных пластинах – губчатый свинец (светло-серого цвета). Электролитом является раствор серной кислоты повышенной чистоты в дистиллированной воде. Плотность электролита у исправного аккумулятора при 20 °С должна быть 1,20–1,21 г/см<sup>3</sup>, а в конце разряда – примерно 1,145 г/см<sup>3</sup>.

Аккумуляторная батарея работает в режиме постоянного подзаряда от специальных выпрямителей, которые одновременно обеспечивают стабилизацию напряжения на шинах оперативного тока. При этом необходимо контролировать уровень напряжения – 220–240 В и ток АБ. Подзарядный агрегат настраивается таким образом, чтобы он покрывал ток нагрузки щита и обеспечивал необходимый ток для подзарядки батареи.

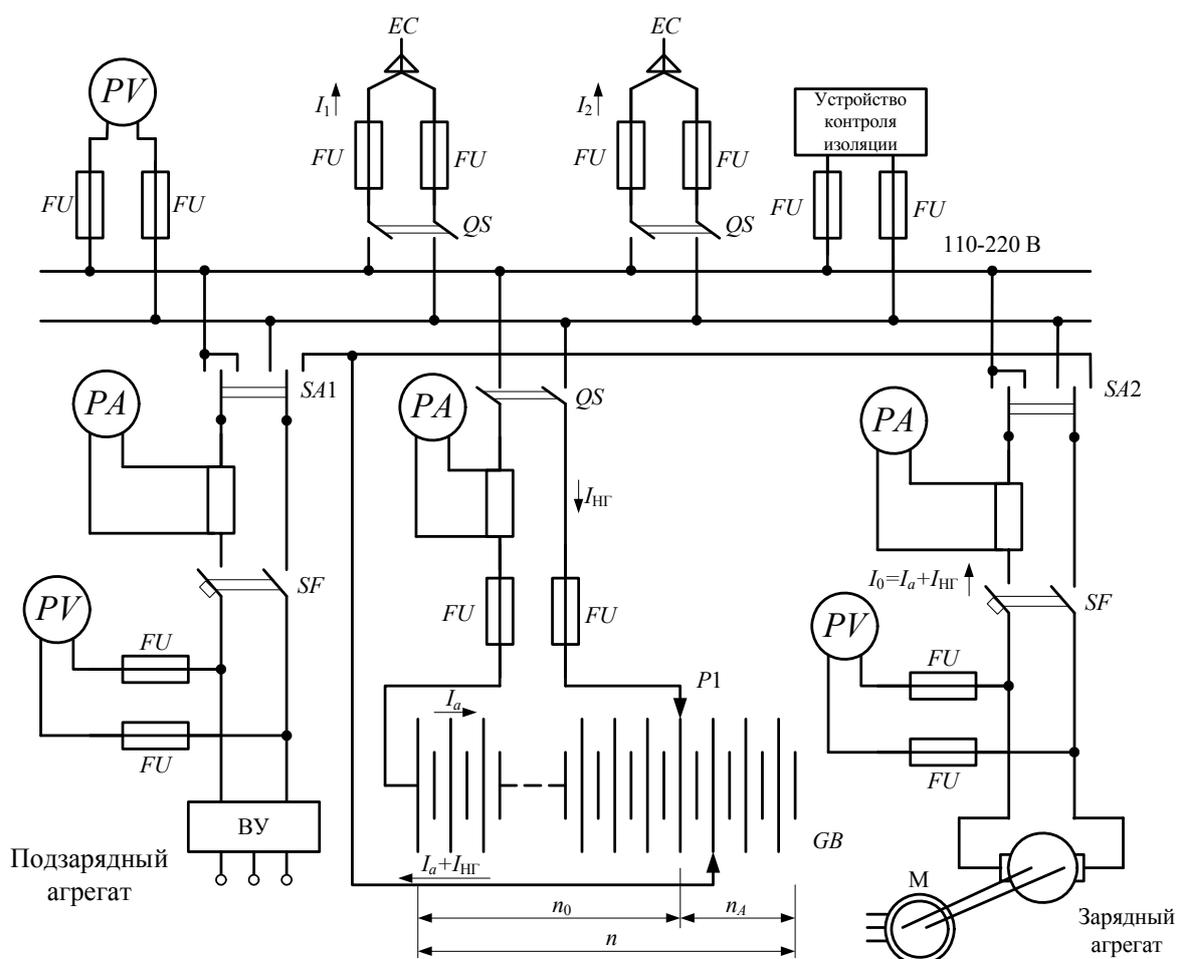


Рис. 3.1. Схема соединений щита постоянного оперативного тока с постоянным подзарядом стационарной АБ

Величина сопротивления изоляции сети постоянного тока должна контролироваться автоматически. При снижении сопротивления изоляции ниже 20 кОм в сети оперативного тока 220 В срабатывает сигнал «Земля на шинах оперативного тока». При снижении сопротивления изоляции ниже этого уровня возможно ложное срабатывание реле при случайном замыкании на землю у его обмотки и произойдет отключение или включение оборудования. Поэтому при появлении сигнала «Земля» должны быть прекращены все работы, кроме поиска места замыкания на землю.

Для автоматического контроля уровня напряжения нужны реле напряжения постоянного тока с высоким коэффициентом возврата, так как зона допустимых отклонений напряжения на щите постоянного тока (ЩПТ) от номинального составляет не более  $\pm 4\%$ . При напряжении 220 В диапазон находится в пределах 210–240 В. При большем отклонении должна работать сигнализация.

Для стационарных АБ требуется большое помещение, специальное отопление и вентиляция, так как при заряде батареи выделяется водород, представляющий пожарную опасность. Необходимо постоянно контролировать уровень заряда АБ, плотность и уровень электролита. Эти трудности привели к тому, что АБ применяются только на крупных объектах. В остальных случаях применяют различные менее затратные виды питания оперативных цепей оперативным током.

**Шкафы постоянного оперативного тока (ШОТ).** ШОТ относятся к независимым источникам оперативного тока, так как напряжение на АБ не зависит от наличия и величины напряжения основной сети подстанции. Два подзарядных устройства обеспечивают уровень пульсаций менее 1 %, что значительно увеличивает срок службы аккумуляторов, доведя его до 10–15 лет в зависимости от типа примененных аккумуляторов. Примененные аккумуляторы герметизированы, что позволяет устанавливать шкафы в общих помещениях. Шкафы ШОТ оснащены контролем уровня напряжения, уровня изоляции цепей постоянного тока. Ток в цепи подзарядных устройств и аккумуляторов контролируется амперметрами. Имеется сигнализация неисправности подзарядных устройств при отклонении уровня напряжения за заданные пределы, появлении «земли» в цепях оперативного тока, отключения автоматов. Сигнал неисправности может быть передан по локальной сети. Низкая стоимость шкафа позволяет применять его на подстанциях небольшой мощности или использовать его в качестве дополнительного автономного источника питания защиты на ответственных объектах.

На рис. 3.2 приведена схема ШОТ с применением микропроцессорного устройства А1, повышающего надежность управления ШОТом.

В ШОТ смонтированы:

– аккумуляторная батарея *GB1–GB17*, состоящая из 17 необслуживаемых кислотных герметизированных аккумуляторов, с номинальным напряжением каждого 12 В;

– зарядно-выпрямительные устройства *UZ1, UZ2*;

– схема распределения оперативного тока, питающая шинки управления ШУ (ЕС), шинки сигнализации ШС (ЕН), шинки ШП, ШБ и т. д.;

– измерительные приборы: амперметры с шунтами, вольтметр;

– система обогрева ШОТ с резисторами обогрева *ЕК1-ЕК3*, с датчиками температуры *ВК1* и *ВК2* и с реле включения обогрева *К3*;

– контроль изоляции сети постоянного тока осуществляется реле *KL2*.

**Организация питания оперативных цепей постоянным током от ШОТ.** На каждые две секции шин предполагается установка одного ШОТа, который питает оперативные шинки крайних камер каждой секции 6 или 10 кВ. Оперативные цепи всех камер данной секции шин до секционного разъединителя запитываются последовательно. В камере секционного разъединителя с помощью пакетных переключателей предусматривается возможность питания оперативных цепей от соседней секции шин. Это необходимо для бесперебойного питания оперативных цепей в случае необходимости производства ремонтных или профилактических работ ШОТов. ШОТы получают питание от трансформаторов собственных нужд подстанции напряжением 0,4 кВ.

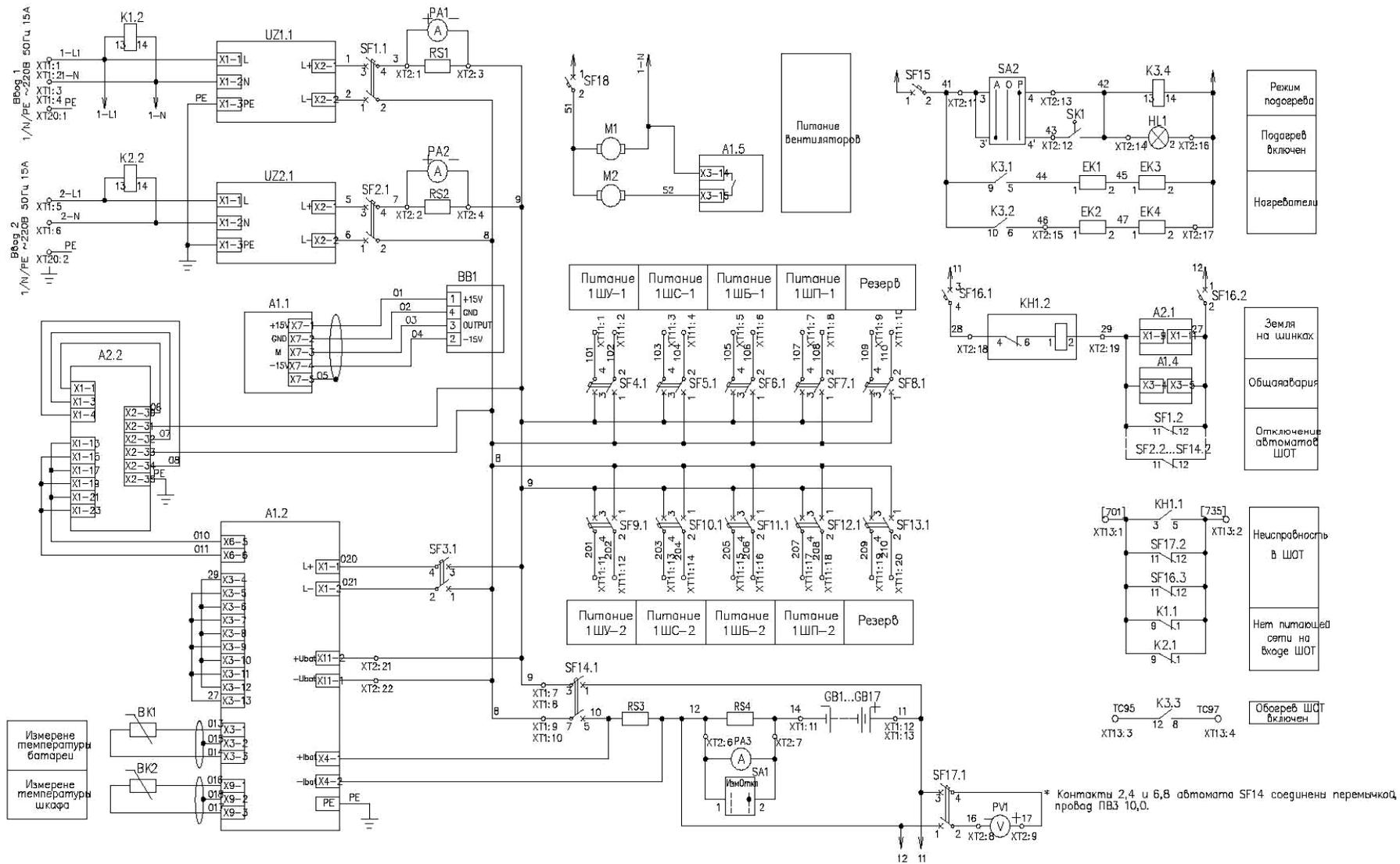


Рис. 3.2. Схема ШОТ с применением микропроцессорного устройства А1

### 3.3. Переменный оперативный ток

*Питание оперативных цепей переменным током от шкафа оперативного переменного тока (ШОПТ).* Типовая схема питания собственных нужд переменного тока распределительных пунктов или трансформаторных подстанций 6 или 10 кВ включает в себя один или два трансформатора собственных нужд, подключаемых к секциям шин или вводам 6 или 10 кВ. При исчезновении напряжения на одном из вводов схема собственных нужд автоматически получает питание от второго ввода.

При исчезновении напряжения на обоих вводах РП, например при работе релейной защиты, проявляется основной недостаток типовой схемы, который заключается в невозможности включения выключателя ввода дистанционно или средствами телемеханики, что обуславливает значительный перерыв в электроснабжении потребителей (от нескольких минут до нескольких часов).

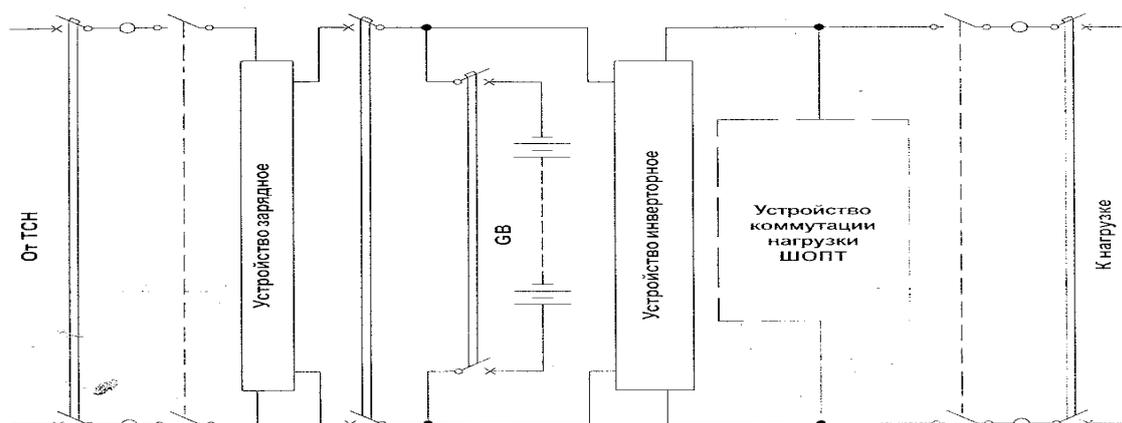


Рис. 3.3. Принципиальная схема ШОПТ

Одним из способов решения этой проблемы, обоснованным технически и экономически, является введение в схему собственных нужд распределительных пунктов или трансформаторных подстанций источника гарантированного питания собственных нужд переменного тока с применением шкафа оперативного переменного тока – ШОПТ, который представляет собой аккумуляторную батарею с питанием через зарядное устройство от шин собственных нужд распределительных пунктов или трансформаторных подстанций.

Нагрузкой аккумуляторной батареи является инвертор, выход которого подключен к шинам переменного тока собственных нужд распределительных пунктов или трансформаторных подстанций.

Принцип работы ШОПТ (рис. 3.3) заключается в том, что при отсутствии напряжения на двух вводах СН с контролем отсутствия напряжения на шинах СН через инвертор включается аккумуляторная батарея ШОПТа. Дальнейшие операции с коммутационными аппаратами РП при питании СН от шкафа ШОПТ выполняются дистанционно или средствами телемеханики, что позволяет восстановить электроснабжение потребителей за минимально короткое время. Аккумуляторная батарея и зарядное устройство, а также коммутационная и защитная аппаратура аналогичны применяемым на ШОТ.

**Защиты с автономным питанием.** Считается целесообразным применение защит с автономным питанием в узловых точках сети, в том числе при наличии на подстанциях постоянного оперативного тока. В большинстве случаев АБ является единственным источником оперативного тока, который может быть поврежден в процессе КЗ, и оборудование остается без защиты. Поэтому рекомендовано применение устройств с автономным питанием, например, на вводах ВН и НН трансформаторов в дополнение к основным защитам на постоянном оперативном токе.

Защиты с автономным питанием используют для своей работы оперативный ток от собственных трансформаторов тока и могут действовать на отключение выключателя. К ним относятся реле серий УЗА-10 и УЗА-АТ, РЗТ. Фирма ALSTOM выпустила реле MiCOM P123 с встроенным блоком питания. Блок питания производства ОАО «Белэлектромонтажладка» типа БПТ-615 предназначен для резервного питания устройств микропроцессорной релейной защиты выпрямленным оперативным током на подстанциях.

При использовании подобных автономных источников питания для микропроцессорных устройств РЗА необходимо иметь в виду, что при «холодном» включении (после отключения подстанции) на устойчивое КЗ защита срабатывает с задержкой (около 0,2 с), вызванной временем готовности источника питания и временем подготовки к работе самого устройства защиты.

Блок питания оперативных цепей от трансформаторов тока производства ОАО «Белэлектромонтажладка» типа БПТ-615 (рис. 3.4) питается от оперативного питания постоянного или переменного тока (основное питание) и от двух трансформаторов тока защищаемого присоединения (резервное питание). В блоке имеется реле для сигнализации о наличии основного питания. Срабатывание реле происходит при наличии напряжения на входах основного питания.

Таким образом, блок питания обеспечивает работу микропроцессорных устройств РЗА в нормальном и аварийном режимах. Работа защиты от резервного питания обеспечивается только при наличии тока короткого замыкания. Для выполнения других функций микропроцессорных устройств РЗА требуется наличие напряжения основного питания.

Режимы работы блока питания:

- питание от цепей напряжения (основное питание);
- питание от токовых цепей (резервное питание).

Выпрямитель ВП1 (рис. 3.4) выполнен по однофазной мостовой схеме. СУ1 – схема управления служит для отключения резервного питания блока при наличии основного источника питания. При наличии напряжения на выходе выпрямителя ВП1 горит светодиод *HL1* «Основное питание».

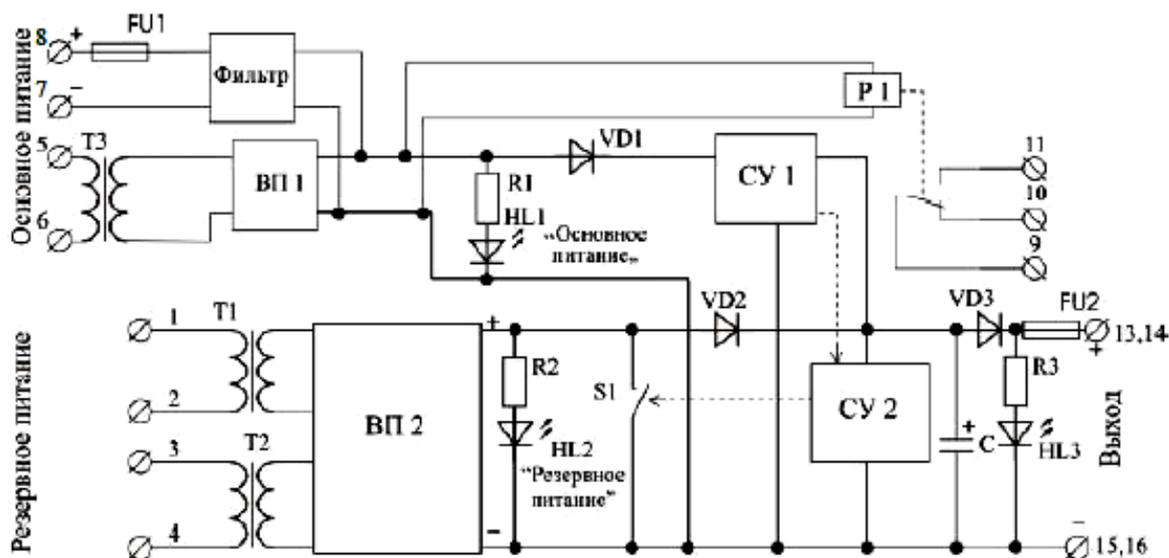


Рис. 3.4. Принципиальная схема блока питания оперативных цепей типа БПТ-615: Т1, Т2 – трансформаторы тока; Т3 – трансформатор напряжения; ВП1 и ВП2 – выпрямители

Выпрямитель ВП2 выполнен по мостовой схеме. СУ2 – схема управления служит для ограничения напряжения на выходе блока при питании резервного источника питания (токовых цепей) посредством управления электронным ключом *S1*, а также для переключения питания от основного источника питания на резервный и обратно. Блок переключается на резервное питание при снижении напряжения основного питания ниже 170 В. Если напряжение основного питания повышается до 170 В, блок переключается на питание только от це-

пей напряжения. При питании от резервного источника горит светодиод *HL2* «Резервное питание».

При наличии напряжения на выходе горит светодиод *HL3* «Выход». Практически все токовые устройства могут быть оснащены такими блоками питания, которые обеспечивают выполнение всех функций реле при наличии переменного напряжения на подстанции и работу защиты только от тока КЗ.

**Питание оперативных цепей от предварительно заряженных конденсаторов.** Конденсаторы предварительно заряжаются специальными выпрямителями (например, типа БПЗ-401) до напряжения порядка 400 В и при срабатывании защиты или автоматики разряжаются на катушку реле или коммутационного аппарата. После исчезновения питающего напряжения заряд на конденсаторах сохраняется 0,4 ч и может быть однократно использован при отсутствии напряжения на подстанции.

Схемы питания устройства РЗА от предварительно заряженных батарей конденсаторов (БК) отличаются небольшой стоимостью, относительной простотой и достаточной надежностью. Поэтому они широко применяются для защиты и автоматики силовых трансформаторов в схемах защиты минимального напряжения и в ряде случаев используются для питания защит фидеров.

На рис. 3.5 приведена схема питания катушек отключения выключателей от предварительно заряженных конденсаторов.

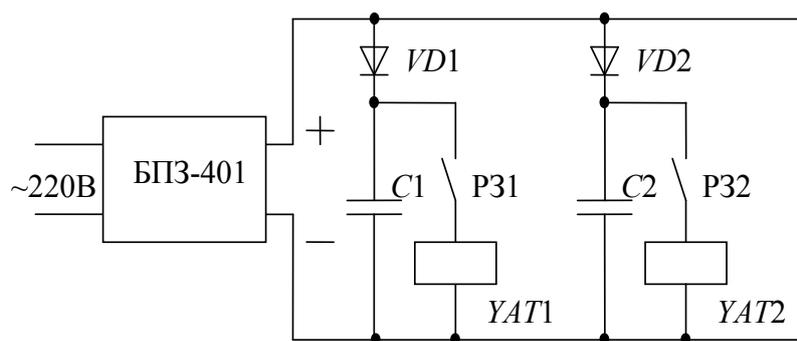


Рис. 3.5. Схема питания цепей РЗА от предварительно заряженных батарей конденсаторов

Конденсаторы *C1*, *C2* постоянно заряжены. При срабатывании релейной защиты *P31* замыкаются ее контакты, происходит разряд конденсатора *C1* на катушку отключения выключателя *YAT1* и он отключается. При этом конденсатор *C2* за счет диода *VD2* остается заряженным и готов немедленно действовать при замыкании контактов *P32*.

**Дешунтирование отключающей катушки выключателя.** Токовые защиты, выполненные по принципу дешунтирования (рис. 3.6), питаются переменным оперативным током от трансформаторов тока защищаемого присоединения и поэтому обеспечивают работу защиты и отключение коммутационного аппарата даже при потере напряжения на подстанции. Ввиду достаточно высокой надежности, относительной простоты и невысокой стоимости токовые защиты, выполненные по принципу дешунтирования, широко применяются в сетях 6–10 кВ.

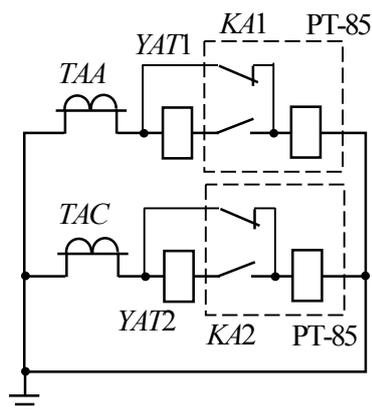


Рис. 3.6. Принципиальная схема защиты линии 6–10 кВ, выполненной по принципу дешунтирования, на реле типа РТ-85

При срабатывании защиты токовое реле без разрыва токовых цепей включает ранее закороченную (зашунтированную) токовую катушку, установленную в приводе выключателя, в цепь ТТ, размыкая контакт, закорачивающий катушку, т. е. дешунтируя ее. Ток от ТТ при этом подается в электромагнит переменного тока и при достаточной величине тока выключатель отключается. Для дешунтирования применяются индукционные или цифровые реле, имеющие мощные контакты и обеспечивающие дешунтирование тока величиной до 140 А.

### 3.4. Трансформаторы тока

**3.4.1. Назначение и принцип действия трансформаторов тока.** Трансформаторы тока служат для разделения (изоляции) первичных и вторичных цепей, а также для приведения величины тока к уровню, удобному для измерения (номинальный ток вторичной обмотки ТТ равен 1 или 5 А). Номинальные токи первичной обмотки ТТ могут быть: 5, 10, 15, 30, 50, 75, 100, 150, 300, 400, 500, 600, 800, 1000, 1500, 2000, 3000, 4000, 5000, 6000 А.

Трансформаторы тока предназначены для питания:  
 – измерительных приборов (амперметров, токовых обмоток счетчиков, ваттметров и др.);  
 – цепей релейной защиты и автоматики.

Схема включения ТТ *ТА* показана на рис. 3.7, *а*. Трансформатор тока состоит из стального сердечника и двух обмоток: первичной – с числом витков  $W_1$  и вторичной – с числом витков  $W_2$ . Часто ТТ изготавливаются с двумя и более сердечниками (кернами). В таких конструкциях первичная обмотка является общей для всех сердечников (рис. 3.7, *б*). Первичная обмотка имеет один или несколько витков и включается последовательно в цепь того элемента, в котором производится измерение тока или подключаются устройства РЗА. К вторичным обмоткам, имеющим большое число витков, подключаются токовые цепи измерительных приборов и реле защиты.

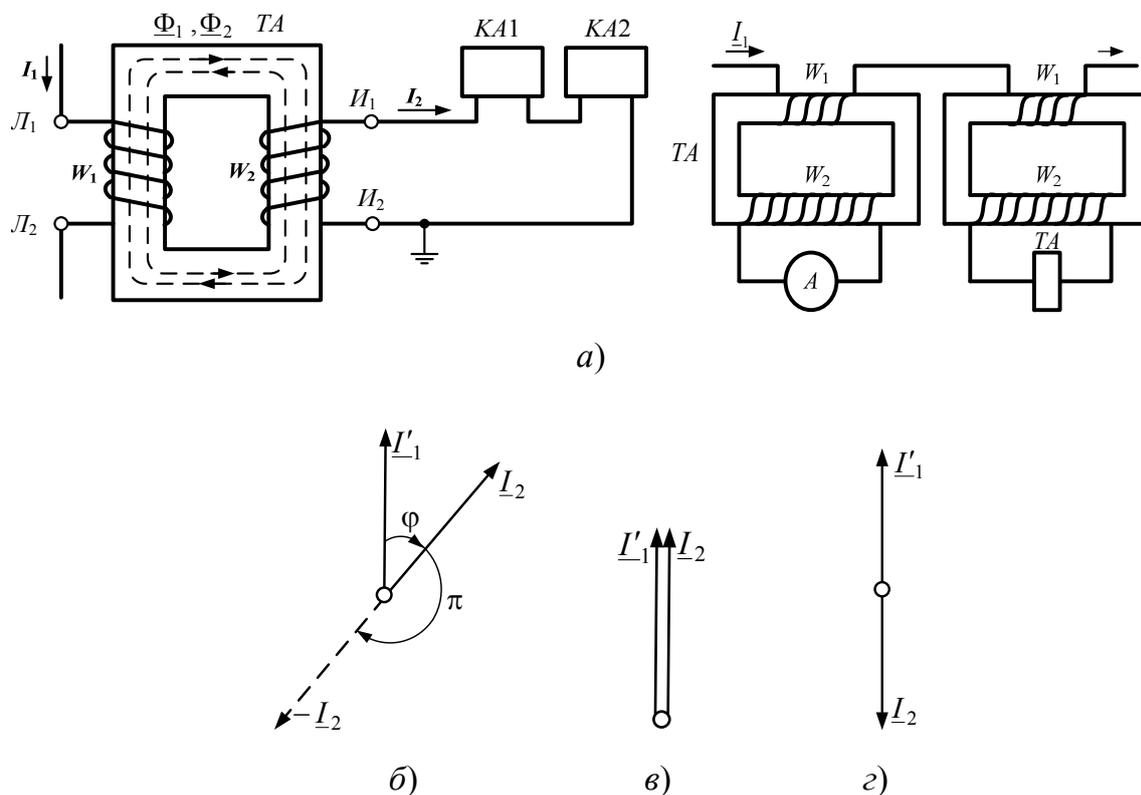


Рис. 3.7. Схемы включения ТТ (*а*) и векторные диаграммы токов (*б–в*)

Для правильного соединения ТТ между собой и подключения к ним реле мощности, ваттметров и счетчиков выводы обмоток ТТ обозначаются (маркируются) заводами-изготовителями следующим образом (рис. 3.7, *а*): начало первичной обмотки –  $L_1$ , конец первичной

обмотки –  $L_2$ , начало вторичной обмотки –  $I_1$ , конец вторичной обмотки –  $I_2$ . При монтаже ТТ их располагают так, чтобы начала первичных обмоток  $L_1$  были обращены в сторону шин, а концы  $L_2$  – в сторону защищаемого оборудования.

При маркировке обмоток ТТ за начало вторичной обмотки  $I_1$  принимается тот ее вывод, из которого ток выходит, если в этот момент в первичной обмотке ток проходит от начала  $L_1$  к концу  $L_2$ , как показано на рис. 3.7, а. Таким образом, при включении реле  $КА$  по этому правилу ток в реле при включении его через ТТ сохраняет то же направление, что и при включении непосредственно в первичную цепь.

Ток, проходящий по первичной обмотке ТТ, называется *первичным* и обозначается  $\underline{I}_1$ , а ток во вторичной обмотке – *вторичным* и обозначается  $\underline{I}_2$ . Ток  $\underline{I}_1$  создает в сердечнике ТТ магнитный поток  $\underline{\Phi}_1$ , который индуцирует во вторичной обмотке вторичный ток  $\underline{I}_2$ , также создающий в сердечнике магнитный поток  $\underline{\Phi}_2$ , но направленный противоположно магнитному потоку  $\underline{\Phi}_1$ . Результирующий магнитный поток в сердечнике  $\underline{\Phi}_0$ , согласно закону полного тока, равен

$$\underline{\Phi}_0 = \underline{\Phi}_1 - \underline{\Phi}_2. \quad (3.1)$$

Магнитный поток  $\underline{\Phi}_1$  зависит от значения создающего его тока и от количества витков обмотки, по которой этот ток проходит. Произведение тока на число витков называется *магнитодвижущей силой*  $F$  и выражается в ампервитках. Поэтому выражение (3.1) можно заменить выражением

$$\underline{F}_{\text{нам}} = \underline{F}_1 - \underline{F}_2 = \underline{I}_1 W_1 - \underline{I}_2 W_2 = \underline{I}_{\text{нам}} W_1, \quad (3.2)$$

где  $\underline{I}_{\text{нам}}$  – ток намагничивания, являющийся частью первичного тока. Он обеспечивает результирующий магнитный поток в сердечнике.

Разделив все члены выражения (3.2) на  $W_2$ , получим

$$\underline{I}_{\text{нам}} (W_1 / W_2) = \underline{I}_1 (W_1 / W_2) - \underline{I}_2. \quad (3.3)$$

Поскольку при значениях первичного тока, близких к номинальному, ток намагничивания не превышает 0,5–2 % номинального тока, то в этих условиях можно с некоторым приближением считать  $\underline{I}_{\text{нам}} = 0$ . Тогда из выражения (3.3) следует:

$$\underline{I}_1 / \underline{I}_2 = W_2 / W_1 = K_{\text{ТВ}}. \quad (3.4)$$

Отношение витков  $W_2 / W_1 = K_{IV}$  называется **витковым коэффициентом трансформации** ТТ.

Отношение номинального первичного тока к номинальному вторичному току называется **номинальным коэффициентом трансформации**:

$$I_{1ном} / I_{2ном} = K_I. \quad (3.5)$$

Номинальные коэффициенты трансформации указываются на щитках ТТ, а также на схемах в виде дроби, в числителе которой – номинальный первичный ток, а в знаменателе – номинальный вторичный ток, например, 600/5 или 1000/1. Определение вторичного тока по известному первичному току и наоборот производится по номинальному коэффициенту трансформации в соответствии с формулами:  $I_2 = I_1 / K_I$  или  $I_1 = K_I I_2$ .

В нормальном режиме ТТ, вторичная обмотка которых замкнута на малое сопротивление токовых обмоток приборов и реле, работают в режиме, близком к КЗ.

Из условий безопасности персонала при пробое изоляции между первичной и вторичной обмотками вторичные обмотки ТТ должны быть заземлены. Заземление вторичных цепей ТТ выполняется в одной точке на ближайшей к ним клеммной сборке.

**3.4.2. Погрешности трансформаторов тока.** Коэффициент трансформации ТТ не является строго постоянной величиной и из-за погрешностей первичные и вторичные токи могут отличаться от номинальных значений. Погрешности ТТ зависят главным образом от кратности первичного тока по отношению к номинальному току первичной обмотки и от нагрузки, подключенной к вторичной обмотке. При увеличении нагрузки или тока вышеопределенных значений погрешность возрастает и ТТ переходит в другой класс точности.

Для измерительных приборов погрешность относится к зоне нагрузочных токов (0,2–1,2)  $I_{ном}$ . Эта погрешность именуется классом точности и может быть равна 0,2; 0,5; 1,0; 3,0.

Требования к работе ТТ, питающих РЗ, существенно отличаются от требований к ТТ, питающим измерительные приборы. Если ТТ, питающие измерительные приборы, должны работать точно в пределах своего класса при токах нагрузки, близких к номинальному току, то ТТ, питающие РЗ, должны работать с достаточной точностью при прохождении токов КЗ, значительно превышающих номинальный

ток ТТ. Для цепей РЗ выпускаются ТТ класса Р или Д (для дифференциальных защит), в которых не нормируется погрешность при малых токах. В настоящее время выпускаются ТТ классов 10Р и 5Р, погрешность которых нормируется во всем диапазоне токов.

Согласно требованиям [1] ТТ, предназначенные для питания РЗА, должны иметь погрешность не более 10 %. Погрешности возникают вследствие того, что действительный процесс трансформации в ТТ происходит с затратой мощности, которая расходуется на создание в сердечнике магнитного потока, перемагничивание стали сердечника (гистерезис), потери от вихревых токов и нагрев обмоток.

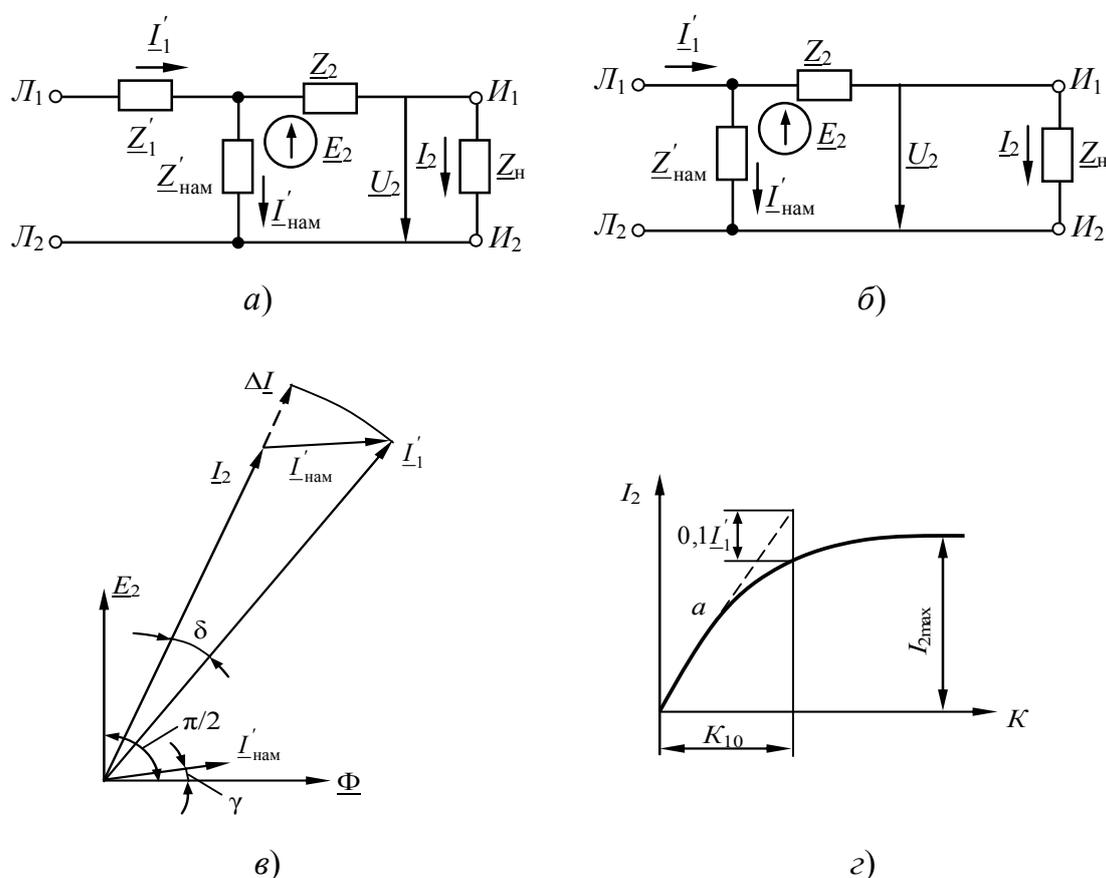


Рис. 3.8. Схемы замещения ТТ (а, б), его векторная диаграмма (в) и зависимость вторичного тока от кратности первичного тока (з):

$Z_1'$  и  $Z_2$  – сопротивления первичной и вторичной обмоток;

$Z_{\text{нам}}'$  – сопротивление ветви намагничивания

Из электрической схемы замещения ТТ, приведенной на рис. 3.8, а, видно, что первичный ток  $I_1'$ , входящий в начало первичной обмотки  $L_1$ , проходит по ее сопротивлению  $Z_1'$  и разветвляется

по двум параллельным ветвям. Основная часть тока, являющаяся вторичным током  $I_2$ , замыкается через сопротивление вторичной обмотки  $Z_2$  и сопротивление нагрузки  $Z_H$ , состоящее из сопротивлений реле, приборов и соединительных проводов. Другая часть первичного тока  $I'_{\text{нам}}$  замыкается через сопротивление ветви намагничивания  $Z'_{\text{нам}}$  и, следовательно, в реле, которое подключено к вторичной обмотке ТТ, не попадает. Поскольку из всех затрат мощности наибольшая часть приходится на создание магнитного потока в сердечнике, то ветвь через  $Z'_{\text{нам}}$  схемы замещения ТТ называется *ветвью намагничивания*, и ток, проходящий по этой ветви, называется *током намагничивания*  $I_{\text{нам}}$ .

Схема замещения показывает, что во вторичную обмотку ТТ поступает не весь трансформированный первичный ток, равный  $I_1/K_I$ , а его часть, следовательно, процесс трансформации происходит с погрешностями.

Из схемы замещения ТТ видно, что сопротивление первичной обмотки  $Z'_1$  не влияет на распределение тока между ветвью намагничивания  $Z'_{\text{нам}}$  и ветвью нагрузки  $Z_H$ , поэтому из схемы замещения (рис. 3.8, б), в соответствии с которой построена векторная диаграмма (рис. 3.8, в), оно исключено.

При размыкании цепи вторичной обмотки ТТ он превращается в повышающий трансформатор, резко возрастает ток намагничивания  $I_{\text{нам}} = I_1$ , и при достаточном уровне первичного тока индукция в сердечнике ТТ достигает насыщения. Вследствие насыщения сердечника ТТ при синусоидальном первичном токе магнитный поток в сердечнике будет иметь несинусоидальную форму. Поэтому ЭДС во вторичной обмотке, пропорциональная скорости изменения магнитного потока, будет очень велика и может превышать 1000 В, что опасно для обслуживающего персонала и для межвитковой изоляции ТТ.

Кроме появления опасного напряжения на разомкнутой вторичной обмотке, может иметь место повышенный нагрев стального сердечника из-за больших потерь в стали магнитопровода. Это может привести к повреждению изоляции и к увеличению погрешностей ТТ вследствие остаточного намагничивания сердечника. На точность работы ТТ влияет не только нагрузка, но и величина первичного тока. На рис. 3.8, г представлена зависимость вторичного тока  $I_2$  от кратности первичного тока  $K = I_1 / I_{\text{ном}}$  для некоторой постоянной на-

грузки  $Z_{\text{н}}$ . До точки перегиба (точка  $a$ ) эта зависимость считается прямолинейной. Дальнейшее увеличение первичного тока из-за насыщения магнитопровода ТТ не приводит к росту вторичного тока, а ток намагничивания резко возрастает. Таким образом, точность ТТ с ростом кратности величины  $K$  ухудшается.

На рис. 3.8, в приведена упрощенная векторная диаграмма ТТ, из которой видно, что вектор вторичного тока  $\underline{I}_2$  меньше значения первичного тока, деленного на коэффициент трансформации на величину  $\Delta I$  и сдвинут относительно него на угол  $\delta$ . Таким образом, соотношение значений первичного и вторичного токов в действительности имеет вид

$$\underline{I}_2 = \frac{I_1 - \underline{I}_{\text{нам}}}{K_I}. \quad (3.6)$$

Различают следующие виды погрешностей ТТ.

**Токовая погрешность**, или **погрешность в коэффициенте трансформации** определяется как арифметическая разность первичного тока, деленного на номинальный коэффициент трансформации  $I_1 / K_I$ , и измеренного вторичного тока (отрезок  $\Delta I$  на диаграмме рис. 3.8, в):

$$\Delta I = \frac{I_1}{K_I} - I_2. \quad (3.7)$$

Токовая погрешность вычисляется в процентах:

$$f = \frac{\Delta I}{I_1 K_I} 100. \quad (3.8)$$

**Угловая погрешность** определяется как угол  $\delta$  сдвига вектора вторичного тока  $\underline{I}_2$  относительно вектора первичного тока  $\underline{I}_1$  (рис. 3.8, в) и считается положительной, когда  $\underline{I}_2$  опережает  $\underline{I}_1$ .

**Полная погрешность**  $\varepsilon$  определяется как выраженное в процентах отношение действующего значения разности мгновенных значений первичного и вторичного токов к действующему значению первичного тока.

При синусоидальных первичном и вторичном токах  $\varepsilon = I_{\text{нам}}$ . Из рассмотренного выше следует, что причиной возникновения погрешностей у ТТ является прохождение тока намагничивания, т. е. тока,

который создает в сердечнике ТТ рабочий магнитный поток, обеспечивающий трансформацию первичного тока во вторичную обмотку. Чем меньше ток намагничивания, тем меньше погрешности ТТ.

Как видно из схемы замещения (рис. 3.8, *a*), ток намагничивания зависит от ЭДС  $E_2$  и сопротивления ветви намагничивания  $Z_{\text{нам}}$ .

Электродвижущая сила  $E_2$  может быть определена как падение напряжения от тока  $I_2$  в сопротивлении вторичной обмотки  $Z_2$  и в сопротивлении нагрузки  $Z_{\text{н}}$ :

$$E_2 = I_2(Z_2 + Z_{\text{н}}). \quad (3.9)$$

Сопротивление ветви намагничивания  $Z_{\text{нам}}$  зависит от конструкции ТТ и качества стали сердечника. Это сопротивление не является постоянным и зависит от характеристики намагничивания стали. При насыщении стали сердечника ТТ  $Z_{\text{нам}}$  резко уменьшается, что приводит к возрастанию  $I_{\text{нам}}$  и, как следствие, – к возрастанию погрешностей ТТ.

Таким образом, условиями, определяющими погрешности ТТ, являются: отношение, т. е. кратность первичного тока, проходящего через ТТ, к его номинальному току и величина нагрузки, подключенной к его вторичной обмотке.

Для увеличения допустимой вторичной нагрузки применяют ТТ с номинальным током вторичной обмотки 1 А вместо 5 А. Одноамперные ТТ могут нести нагрузку сопротивлением в 25 раз больше, чем пятиамперные, имеющие такие же конструктивные параметры и тот же номинальный ток первичной обмотки. Конечно, потребляемая мощность аппаратуры при этом остается прежней, однако получается существенный выигрыш за счет возможности применения длинных кабелей с жилами меньшего сечения. По этой причине ТТ с вторичными токами 1 А нашли применение в основном на мощных подстанциях сверхвысокого напряжения, где требуется прокладывать длинные кабели для организации токовых цепей. В сетях напряжением 6–35 кВ, как правило, применяются пятиамперные ТТ, которые упрощают конструкцию за счет того, что требуется наматывать в 5 раз меньшее количество витков вторичной обмотки.

**3.4.3. Схемы соединения вторичных обмоток трансформаторов тока.** В трехфазной сети для подключения реле и измерительных приборов вторичные обмотки ТТ соединяются в различные схемы. Наиболее распространенные из них приведены на рис. 3.9.

На рис. 3.9, *а* представлена схема соединения в полную звезду, которая применяется для включения защиты от всех видов КЗ. На рис. 3.9, *б* – схема соединения в неполную звезду, используемая для включения защиты от междуфазных КЗ в сетях с изолированной нейтралью. На рис. 3.9, *в* – схема соединения в треугольник, используемая для получения разности фазных токов (например, для включения дифференциальной защиты трансформатора). На рис. 3.9, *г* – схема соединения на разность токов двух фаз (неполный треугольник), которая используется для включения защиты от междуфазных КЗ, так же как схема на рис. 3.9, *б*, и применяется для защиты электродвигателей. На рис. 3.9, *д* – схема соединения на сумму токов всех трех фаз (фильтр токов нулевой последовательности), используемая для включения защиты от однофазных КЗ на землю. На рис. 3.9, *е* приведена схема последовательного соединения двух ТТ, установленных на одной фазе. При таком соединении нагрузка, подключенная к ним, распределяется поровну, т. е. на каждом из них уменьшается в 2 раза. Происходит это потому, что ток в цепи, равный  $I_2 = I_1 / K_I$ , остается неизменным, а напряжение, приходящееся на каждый ТТ, составляет половину общего. Рассмотренная схема применяется при использовании маломощных ТТ (например, встроенных в вводы выключателей и силовых трансформаторов). Коэффициент трансформации ТТ в такой схеме равен коэффициенту трансформации одного из них.

На рис. 3.9, *ж* показана схема параллельного соединения вторичных обмоток двух ТТ, установленных на одной фазе. Коэффициент трансформации данной схемы в 2 раза меньше коэффициента трансформации одного ТТ. Схема параллельного соединения используется для получения нестандартных коэффициентов трансформации. Например, для получения коэффициента трансформации 37,5/5 соединяют параллельно два стандартных ТТ с коэффициентом трансформации 75/5.

Отношение тока, проходящего через реле защиты  $I_p$  к фазному току ТТ  $I_\phi$  называется **коэффициентом схемы**  $K_{сх} = I_p / I_\phi$ . Для схем полной и неполной звезды (рис. 3.9, *а*, *б*)  $K_{сх} = 1$ . Для полного и неполного треугольника (рис. 3.9, *в*, *г*)  $K_{сх} = \sqrt{3}$ .

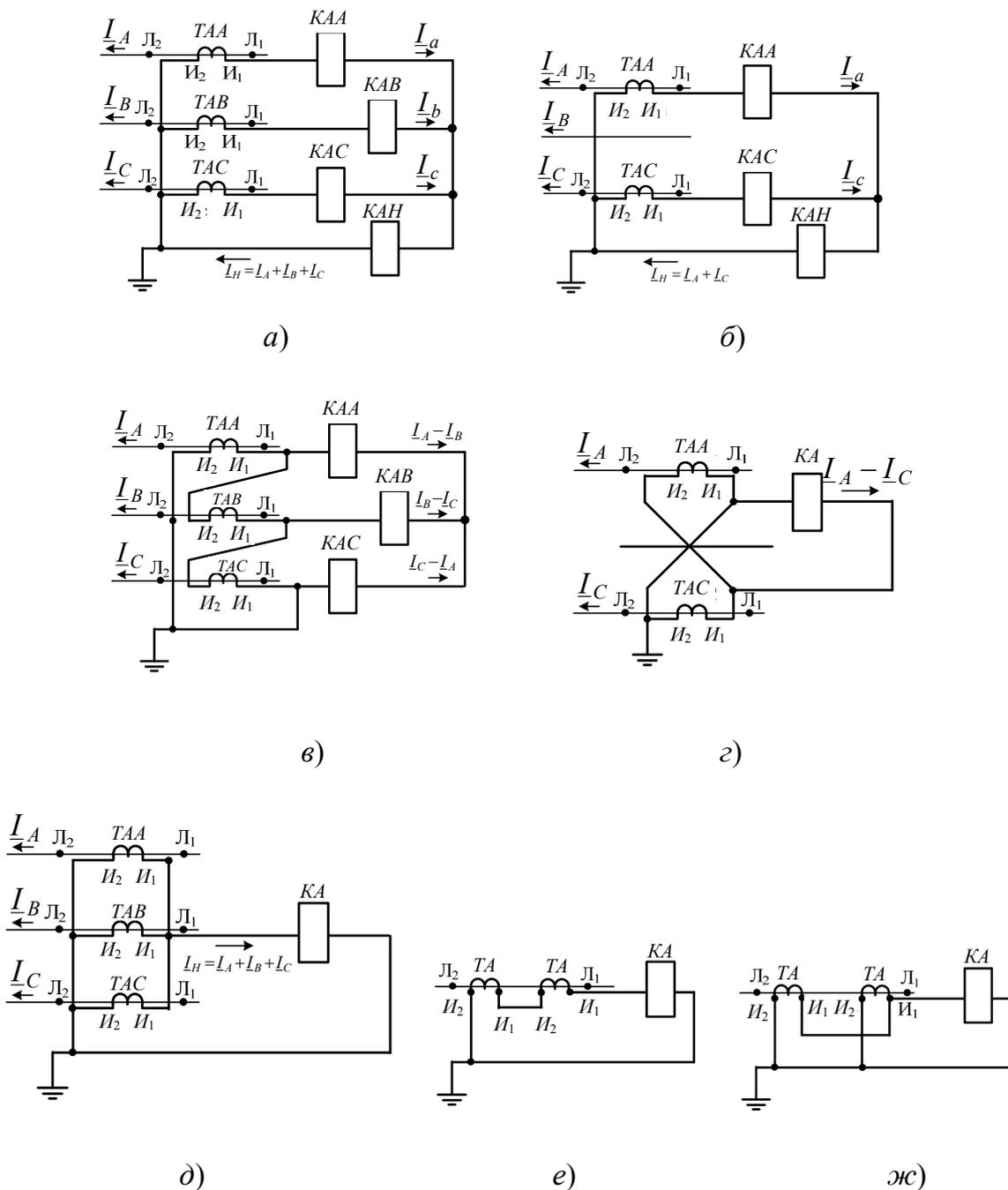


Рис. 3.9. Схемы соединения вторичных обмоток ТТ и реле: а – в полную звезду; б – в неполную звезду; в – в треугольник; г – на разность токов двух фаз; д – на сумму токов всех трех фаз; е, ж – последовательное и параллельное соединение двух ТТ

### 3.4.4. Выбор и проверка трансформаторов тока для РЗА.

Трансформаторы тока выбираются по номинальному току и напряжению установки и проверяются на термическую и электродинамиче-

скую стойкость при КЗ. Кроме того, ТТ, используемые в цепях РЗ, проверяются на значение погрешности, которая не должна превышать 10 % по току и 7° по углу. Для проверки по этому условию в информационных материалах заводов-поставщиков ТТ и в другой справочной литературе даются следующие характеристики и параметры ТТ.

Согласно ГОСТ 7756–78 **предельной кратностью**  $K_{10}$  называется наибольшее отношение, т. е. наибольшая кратность первичного тока, проходящего через ТТ, к его номинальному току, при которой полная погрешность ТТ ( $\varepsilon$ ) при заданной вторичной нагрузке (табл. 3.1) не превышает 10 %. При этом гарантируется предельная кратность при номинальной вторичной нагрузке  $Z_{н.ном}$ , называемой **номинальной предельной кратностью**.

Таблица 3.1

**Расчет нагрузки в зависимости от схемы соединения трансформаторов тока**

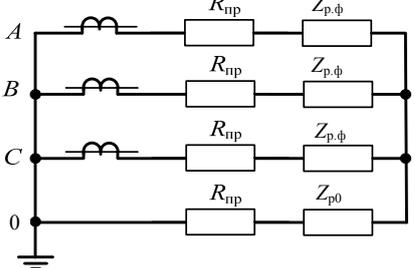
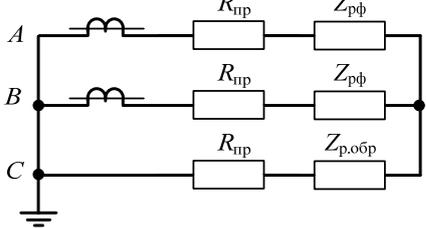
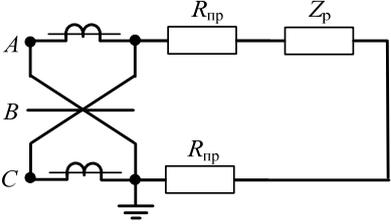
Схема соединения ТТ и реле	Вид КЗ	Формулы для определения нагрузки на зажимах вторичных обмоток
Полная звезда $K_{сх} = 1$ 	Трехфазное и двухфазное	$Z_{н.расч} = R_{пр} + Z_{р.ф} + R_{пер}$ Величина $R_{пер}$ во всех случаях принимается равной 0,1 Ом
	Однофазное	$Z_{н.расч} = 2R_{пр} + Z_{р.ф} + Z_{р.обр} + R_{пер}$
Неполная звезда $K_{сх} = 1,0$ 	Трехфазное	$Z_{н.расч} = \sqrt{3}R_{пр} + Z_{р.ф} + Z_{р.обр} + R_{пер}$
	Двухфазное AB или BC	$Z_{н.расч} = 2R_{пр} + Z_{р.ф} + Z_{р.обр} + R_{пер}$
	Двухфазное за трансформатором Y/Δ-11	$Z_{н.расч} = 2R_{пр} + Z_{р.ф} + Z_{р.обр} + R_{пер}$

Схема соединения ТТ и реле	Вид КЗ	Формулы для определения нагрузки на зажимах вторичных обмоток
<p>На разность токов двух фаз <math>K_{сх} = 1,73</math></p> 	Трехфазное	$Z_{н.расч} = \sqrt{3}(2R_{пр} + Z_p) + R_{пер}$
	Двухфазное AC	$Z_{н.расч} = 4R_{пр} + 2Z_p + R_{пер}$
	Двухфазное AB или BC	$Z_{н.расч} = 2R_{пр} + Z_p + R_{пер}$
	Однофазное	$Z_{н.расч} = 2R_{пр} + 2Z_p + R_{пер}$

Под 10%-й (5%-й) кратностью  $K_{10}$  или  $K_5$  понимают наибольшее отношение тока, проходящего через первичную обмотку к номинальному току первичной обмотки ТТ, при которой полная погрешность ТТ при заданной вторичной нагрузке  $Z_2$  не превышает 10 % (5 %).

Трансформаторы тока проверяются по 10%-й или 5%-й кратности.

В каталогах заводов-изготовителей трансформаторов тока дается величина номинальной мощности  $S_{ном}$ , В · А соответствующая 10%-й кратности при номинальном вторичном токе  $I_{2ном}$ . При этом величина  $Z_{2доп}$  определяется по формуле

$$Z_{2доп} = \frac{S_{ном}}{I_{2ном}^2}, \text{ Ом.} \quad (3.10)$$

Современные типы ТТ и величины их номинальной мощности  $S_{ном}$  приведены в приложении 7 (табл. П.7.2).

Величина вторичной нагрузки зависит от схемы соединения ТТ и реле и определяется по выражениям табл. 3.1. Для применяемой схемы ведется расчет  $Z_{н.расч}$  и из вычисленных значений наибольшую величину сопротивления  $Z_{н.расч}$  применяем для проверки ТТ на 10%-ю кратность.

Условием выполнения требований 10%-й кратности будет

$$Z_{2доп} \geq Z_{н.расч}. \quad (3.11)$$

Кратность тока при близких КЗ может существенно превысить допустимую. В данном случае не только увеличивается погрешность ТТ, но и искажается форма кривой вторичного тока за счет насыщения сердечника. Если кратность тока превысит значение 30–60

для ТТ, то электромеханические и микроэлектронные реле тока могут отказать в работе: первые – из-за недопустимой вибрации контактов, вторые – из-за изменения характеристик срабатывания. Для данного случая в цифровых реле предусмотрено программное средство обеспечения восстановления синусоидальности кривой вторичного тока по нескольким мгновенным значениям, измеренным в начале периода.

### 3.5. Трансформаторы напряжения

**3.5.1. Назначение и принцип действия трансформаторов напряжения.** Трансформаторы напряжения (ТН) выполняют две функции: служат для разделения (изоляции) первичных и вторичных цепей, а также для приведения величины напряжения к уровню, удобному для измерения (стандартное номинальное напряжение вторичной обмотки: 100/57 В). Трансформаторы напряжения работают в режиме, близком к холостому ходу.

Трансформатор напряжения по принципу действия и конструктивному выполнению аналогичен силовому трансформатору. Как показано на рис. 3.10, а, ТН состоит из стального сердечника (магнитопровода), собранного из пластин трансформаторной стали и двух обмоток – первичной и вторичной, изолированных друг от друга и от сердечника.

Первичная обмотка  $W_1$ , имеющая большое число витков тонкого провода, включается непосредственно в сеть высокого напряжения, а к вторичной обмотке  $W_2$ , имеющей меньшее количество витков, подключаются параллельно обмотки реле и измерительные приборы. Под воздействием напряжения сети по первичной обмотке проходит ток, создающий в сердечнике переменный магнитный поток  $\Phi$ , который, пересекая витки вторичной обмотки, индуцирует в ней ЭДС  $E$ , которая при разомкнутой вторичной обмотке (холостой ход ТН) равна напряжению на ее зажимах  $\underline{U}_{2x}$ .

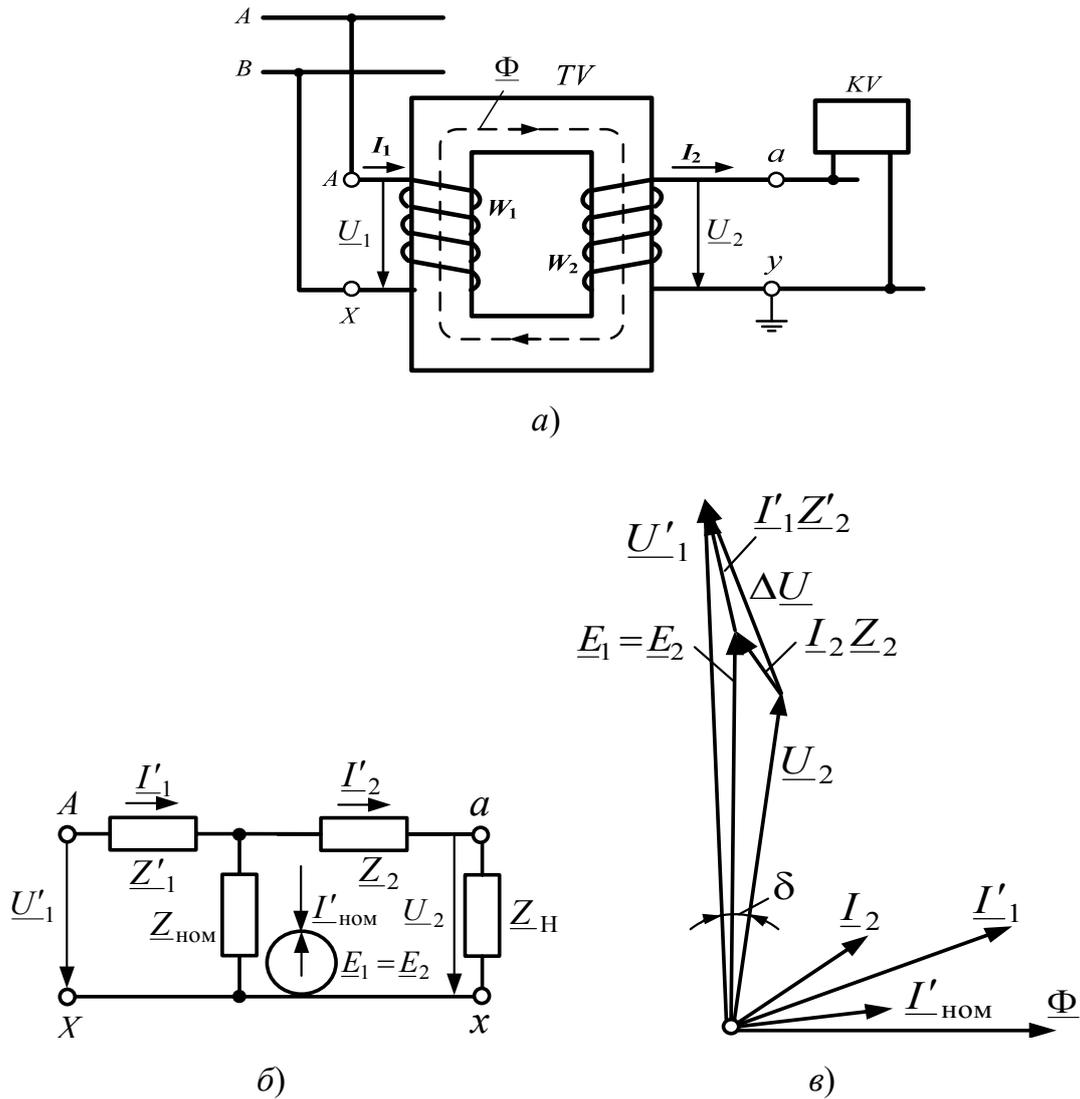


Рис. 3.10. Схема включения (а), схема замещения (б) и векторная диаграмма (в) ТН

Напряжение  $\underline{U}_{2x}$  во столько раз меньше первичного напряжения  $U_1$ , во сколько раз число витков вторичной обмотки  $W_2$  меньше числа витков первичной обмотки  $W_1$ . Отношение чисел витков обмоток называется коэффициентом трансформации и обозначается  $K_U$ :

$$\frac{U_1}{U_{2x}} = \frac{W_1}{W_2} = K_U. \quad (3.12)$$

Работа ТН с нагрузкой  $Z_H$  в виде реле и приборов сопровождается протеканием тока  $\underline{I}_2$  и увеличением тока  $I'_1$  (рис. 3.10, б). В данном случае напряжение на его зажимах  $U_2$  будет меньше ЭДС на величину па-

дения напряжения в сопротивлении вторичной обмотки. Однако поскольку это падение напряжения невелико, оно не учитывается и пересчет первичного напряжения на вторичное производится по формулам:

$$U_1 = U_2 K_U; \quad U_2 = U_1 / K_U.$$

В зависимости от предельно допустимых погрешностей ТН подразделяются на классы точности. Один и тот же ТН в зависимости от нагрузки, подключенной к его вторичной обмотке, может работать с различным классом точности. Поэтому в каталогах и паспортах на ТН указываются два значения мощности: номинальная мощность в вольт-амперах, при которой ТН может работать в гарантированном классе точности, и предельная мощность, с которой ТН может работать с допустимым нагревом обмоток. Предельная мощность ТН в несколько раз превышает номинальную. Так, у ТН типа НОМ-10 с коэффициентом трансформации 10000/100 для класса точности 0,5 подключаемая мощность составляет 80 В · А; для класса точности 2,0 – 550 В · А, а предельная мощность – 720 В · А.

**Погрешности трансформаторов напряжения.** Токи  $I_2$  и увеличение тока  $I'_1$  (рис. 3.10, б) создают падение напряжения  $\Delta U$  (рис. 3.10, в), которое увеличивается с ростом вторичной нагрузки (током  $I_2$ ). Вместе с этим возрастают и погрешности:

– погрешность в напряжении (или в коэффициенте трансформации) – это отклонение действительного коэффициента трансформации от номинального:  $f_U = (\Delta U / U'_1) 100$  или вследствие незначительного угла  $\delta$   $f_U = [(K_U U_2 / U_1) / U_1] 100$ ;

– погрешность по углу, которая определяется углом  $\delta$  между векторами  $U'_1$  и  $U_2$ .

Кроме рассмотренных выше основных погрешностей, возникающих при трансформации первичного напряжения на вторичную сторону, на работу РЗ и точность измерений влияют также дополнительные погрешности от падения напряжения в кабелях от ТН до места установки панелей защиты или измерений. Поэтому согласно требованиям [1] сечение жил кабелей должно выбираться так, чтобы падение напряжения в указанных цепях не превышало: 2 % – для РЗ; 1,5 % – для щитовых измерительных приборов; 0,2 или 0,5 % – для счетчиков.

Для правильного соединения между собой вторичных обмоток ТН и подключения к ним реле мощности, ваттметров и счетчиков за-

воды-изготовители обозначают (маркируют) выводные зажимы обмоток определенным образом: начало первичной обмотки –  $A$ , конец –  $X$ ; начало основной вторичной обмотки –  $a$ , конец –  $x$  (рис. 3.10,  $a$ ).

**3.5.2. Схемы соединения обмоток ТН.** На рис. 3.11,  $a$  представлена схема включения одного однофазного ТН на междуфазное напряжение. Данная схема применяется в тех случаях, когда для защиты или измерений достаточно одного междуфазного напряжения. На рис. 3.11,  $b$  приведена схема соединения двух ТН в открытый треугольник. Данная схема применяется, когда для защиты или измерений нужно иметь два или три междуфазных напряжения. На рис. 3.11,  $в$  приведена схема соединения трех однофазных или одного трехфазного ТН в звезду. Данная схема получила широкое распространение для защиты или измерений фазных и междуфазных напряжений одновременно. На рис. 3.11,  $г$  изображена схема соединения трансформаторов напряжения в схему разомкнутого треугольника (на сумму фазных напряжений). Такое соединение применяется для получения напряжения нулевой последовательности ( $3U_0$ ). Как известно, геометрическая сумма трех фазных напряжений в нормальном режиме, а также при двух- или трехфазных КЗ равна нулю. Поэтому в данных условиях напряжение между выводами разомкнутого треугольника равно нулю (практически между этими точками имеется небольшое напряжение: 0,5–2 В, которое называется напряжением небаланса). При однофазном КЗ на землю в сетях с заземленной нейтралью (сети 110 кВ и выше) фазное напряжение поврежденной фазы становится равным или близким к нулю, а геометрическая сумма фазных напряжений двух неповрежденных фаз становится равной фазному напряжению ( $3U_0 = U_\phi$ ). Первичные и вторичные основные обмотки соединены в звезду, т. е. так же как в рассмотренной схеме (рис. 3.11,  $в$ ). Дополнительные вторичные обмотки соединены в схему разомкнутого треугольника, т. е. так же как в рассмотренной схеме (рис. 3.11,  $г$ ). На рис. 3.11,  $д$  представлена схема соединения трансформаторов напряжения, имеющих две вторичные обмотки.

В сетях с изолированной нейтралью (сети напряжением 6–35 кВ) при однофазных замыканиях на землю напряжения неповрежденных фаз относительно земли становятся равными междуфазному напряжению, а их геометрическая сумма оказывается равной утроенному фазному напряжению. Для того чтобы в последнем случае напряжение на реле не превосходило номинального значения, равного 100 В, у ТН, предназначенных для сетей, работающих с изолированной ней-

травлю, вторичные дополнительные обмотки, соединяемые в схему разомкнутого треугольника, имеют увеличенные в 3 раза коэффициенты трансформации, например 6000/(100/3).

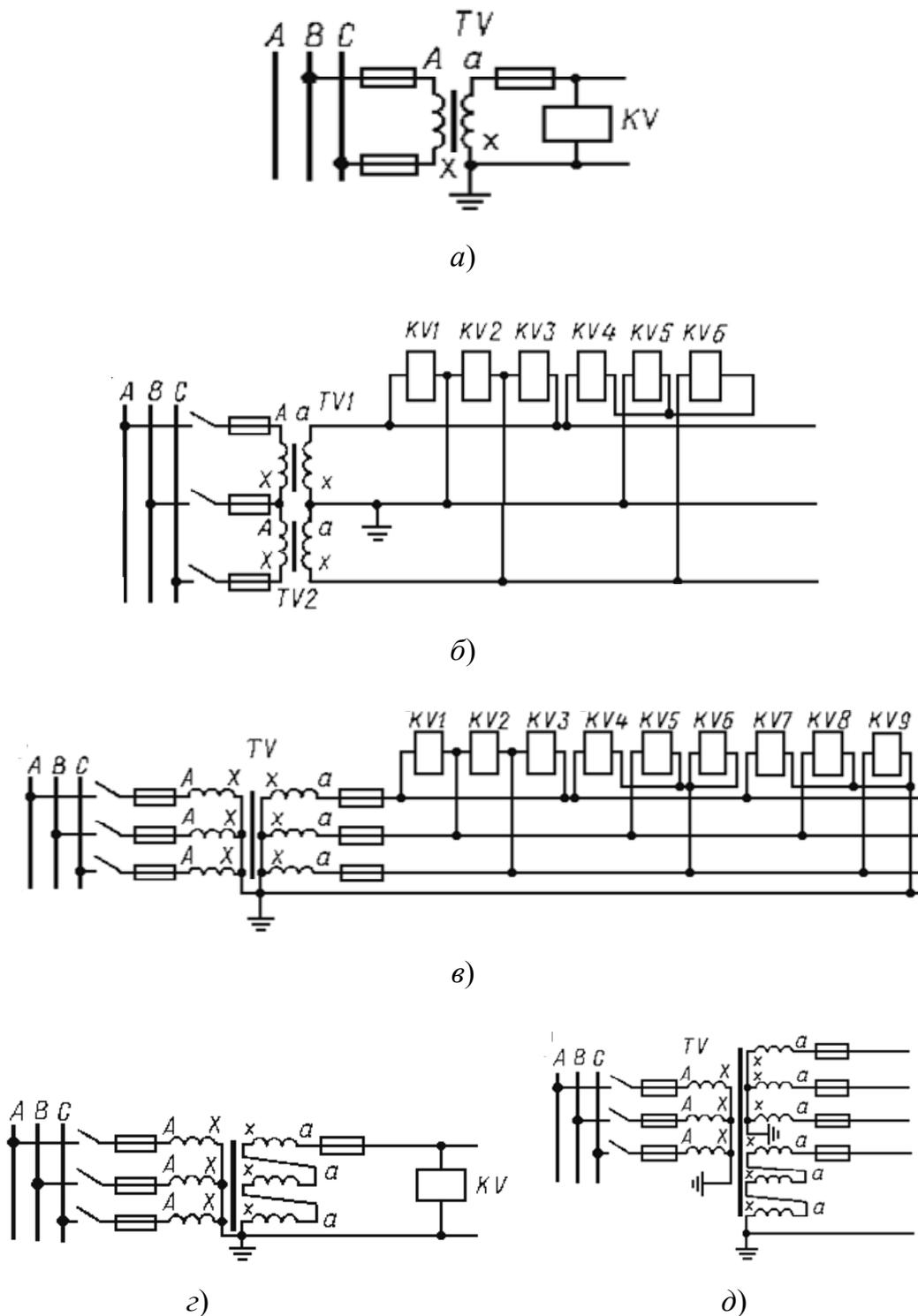


Рис. 3.11. Схемы соединения обмоток ТН

При включении первичных обмоток ТН на фазные напряжения они соединяются в звезду, нулевая точка которой обязательно соединяется с землей (рабочее заземление). Заземление первичных обмоток необходимо для того, чтобы при однофазных КЗ или замыканиях на землю в сети, где установлен ТН, реле и приборы, включенные на его вторичную обмотку, правильно измеряли напряжение фаз относительно земли. Вторичные обмотки ТН подлежат обязательному заземлению независимо от схемы их соединений. Это заземление является защитным, обеспечивающим безопасность персонала при попадании высокого напряжения во вторичные цепи. Заземляется нулевая точка звезды или один из фазных проводов (обычно фаза В). В проводах, соединяющих точку заземления с обмотками ТН, не должно быть коммутационных и защитных аппаратов (автоматических выключателей, предохранителей и т. д.). Сечение медного заземляющего провода должно быть не менее  $2,5 \text{ мм}^2$ .

При обрыве провода в одной фазе отходящей линии (неполнофазный режим) емкость этой фазы оказывается включенной последовательно с индуктивностью ТН и возникает феррорезонанс. При феррорезонансе появляются опасные перенапряжения на обмотках ТН и происходит его перегрев и самопроизвольное смещение нейтрали. Для защиты ТН от этих явлений параллельно обмотке  $3U_0$  включают резистор сопротивлением 25 Ом. Резистор нагружает ТН и феррорезонанс не возникает. Однако включение такой нагрузки приводит к перегрузке дополнительной обмотки ТН при замыканиях на землю. Такой режим может существовать ограниченное время: 8 ч для ТН типа НТМИ.

ТН выбираются по предельной нагрузке вторичной обмотки

$$S_{\text{пред}} \geq S_{\text{прис}}, \quad (3.13)$$

где  $S_{\text{пред}}$  – предельная величина присоединенной нагрузки для обеспечения нужного класса точности по приложению 7 (табл. 7.3), В · А;  $S_{\text{прис}}$  – суммарная мощность, потребляемая присоединенными реле и измерительными приборами, В · А.

### Контрольные вопросы

1. Назначение оперативного тока.
2. Какие требования предъявляются к источникам оперативного тока?
3. Каковы достоинства и недостатки стационарной АБ как источника оперативного тока?

4. Назначение зарядного и подзарядного агрегатов в стационарных АБ.
5. Устройство, достоинства и недостатки ШОТ.
6. Назначение, устройство, область применения ШОПТ.
7. Область применения, достоинства и недостатки конденсаторных батарей для питания оперативных цепей РЗА.
8. Область применения, достоинства и недостатки схем с дещунтированием отключающих катушек выключателей.
9. Защиты с автономным питанием.
10. Назначение ТТ. Как производится маркировка выводов обмоток ТТ?
11. Каковы номинальные токи первичной и вторичной обмоток ТТ?
12. Принцип работы ТТ. Схемы замещения ТТ.
13. Векторная диаграмма нормального режима ТТ.
14. Каковы погрешности ТТ?
15. Каковы классы точности ТТ и от чего они зависят?
16. Что происходит с ТТ при размыкании вторичной обмотки?
17. Приведите схемы соединения вторичных обмоток ТТ и укажите область применения каждой схемы.
18. Как производится расчет нагрузки ТТ в зависимости от схемы соединения и вида КЗ?
19. Назначение ТН. Как производится маркировка выводов обмоток ТН?
20. Принцип работы ТН.
21. Приведите векторную диаграмму нормального режима ТН.
22. Каковы погрешности ТН?
23. Приведите схемы соединения обмоток ТН и назовите область применения схем.

# ГЛАВА 4. ЗАЩИТА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 0,4 кВ

## 4.1. Общие сведения

Электрические сети трехфазного тока напряжением 0,4 кВ являются основой систем электроснабжения промышленных предприятий, населенных пунктов, городов и агропромышленных комплексов. Основными потребителями сетей 0,4 кВ являются электродвигатели трехфазного тока, а также потребители однофазного тока – светильники электрического освещения (220 В), бытовая и другие нагрузки.

Сети напряжением 0,4 кВ эксплуатируются с глухозаземленной нейтралью (четырёх- или пятипроводные сети). В таких сетях могут возникать трехфазные КЗ<sup>(3)</sup>, двухфазные КЗ<sup>(2)</sup>, двухфазные на землю КЗ<sup>(1,1)</sup> и однофазные КЗ<sup>(1)</sup>. Возникновение любого вида КЗ в сетях напряжением 0,4 кВ приводит к увеличению тока в поврежденных фазах и изменению напряжения в распределительной сети. Ток однофазного КЗ в таких сетях очень сильно зависит от схемы соединения обмоток питающего их трансформатора и конструкции нулевого заземляющего провода и значительно отличается от тока трехфазного КЗ. Так, при соединении обмоток трансформатора  $\Delta/Y_n$  (треугольник – звезда с заземленной нейтралью) ток однофазного КЗ значительно меньше, чем при соединении обмоток  $Y/Y_n$  (приложение 1, табл. П.1.2, П.1.4).

В таких сетях могут возникнуть следующие виды ненормальных режимов: обрыв одного провода или перегорание предохранителей (неполнофазный режим), а также кратковременные перегрузки, связанные с пусками электродвигателей или с технологическим процессом.

В соответствии с [1] электрическая сеть напряжением 0,4 кВ должна иметь быстродействующую защиту от токов КЗ, обеспечивающую требуемую чувствительность и по возможности селективное отключение поврежденного участка. Неселективное отключение допустимо в тех случаях, когда это не приводит к авариям или тяжелым нарушениям технологического процесса. Наряду с защитой от токов КЗ должна быть предусмотрена защита от длительных перегрузок, действующая с выдержкой времени и отстроенная от кратковременных перегрузок.

В качестве основных аппаратов защиты в сетях напряжением 0,4 кВ применяются плавкие предохранители и автоматические выключатели.

Техническая оснащённость сетей 0,4 кВ постоянно существенно изменяется. Созданы новые типы защитных аппаратов, способных отключать значительные токи КЗ, а также ограничивать их максимальное значение. Для получения регулируемых защитных характеристик применяются выключатели с электронными расцепителями. В настоящее время выпускаются автоматические выключатели серии ВА, которые заменяют все существующие ранее типы.

В сетях напряжением 0,4 кВ выбор защит, коммутационной аппаратуры, кабелей и проводов взаимосвязан. Расчет токов симметричных и несимметричных КЗ в электроустановках напряжением 0,4 кВ необходим для выбора и проверки электрооборудования по условиям КЗ, для выбора коммутационных аппаратов, уставок защиты и проверки чувствительности защит.

По максимальным значениям токов трехфазного КЗ проверяется отключающая способность предохранителей или автоматических выключателей, а по минимальным однофазным токам КЗ с учетом сопротивления дуги и спада тока при нагреве кабеля токами КЗ – чувствительность плавкой вставки или токов срабатывания расцепителей автоматов.

Расчеты токов КЗ могут выполняться для металлического КЗ, т. е. для случая, когда токоведущие части фаз соприкасаются между собой непосредственно и переходное сопротивление отсутствует или с учетом величины переходного сопротивления, которым может быть сопротивление дуги в месте КЗ.

Для этих сетей характерно весьма значительное (в десятки раз большее, чем в сетях напряжением 6–10 кВ) влияние сопротивлений элементов схемы на значения токов КЗ, значительное снижение значений токов КЗ по мере удаления места повреждения от главных шин 0,4 кВ. Например, если при расчетах токов КЗ в сетях 6(10) кВ сопротивление кабеля с алюминиевыми жилами сечением  $3 \times 150 \text{ мм}^2$  длиной 300 м можно не учитывать, то в сети 0,4 кВ кабель такого же сечения, подключенный к КТП за трансформатором мощностью 1,6 МВ · А, снижает значение тока трехфазного металлического КЗ более чем в 8 раз.

## 4.2. Схемы сетей напряжением 0,4 кВ

Построение первичных схем сетей 0,4 кВ определяется технологией производства, требованиями надежности электроснабжения электроприемников, удобством обслуживания, технико-экономическими показателями, а также требованиями релейной защиты и автоматики.

Схемы сетей напряжением 0,4 кВ могут выполняться радиальными, магистральными или смешанными.

Построение схемы сети 0,4 кВ в большой степени определяется значениями токов КЗ для выбора аппаратуры и защит, а также ограниченными возможностями применяемых защитных аппаратов (автоматических выключателей и плавких предохранителей).

В сетях 0,4 кВ применяют встроенные в автоматические выключатели весьма неточные МТЗ. Поэтому требования защиты сети накладывают определенные ограничения на типы и характеристики применяемых защитных аппаратов, длины и сечения кабелей и, следовательно, на построение схемы сети.

Например, при питании от основного щита 0,4 кВ кабельными линиями или магистралями последовательно нескольких РП с двигателями большой и средней мощности обычно не удается обеспечить необходимую чувствительность защиты этих линий из-за необходимости ее отстройки от токов пуска или самозапуска электродвигателей. Поэтому магистральная схема питания применяется только для электродвигателей малой мощности. Для питания электродвигателей средней мощности используются РП, имеющие один или два самостоятельных ввода от щита 0,4 кВ (РП1, РП2, РП3 на рис. 4.1). Однако и для одиночных сильно нагруженных РП с большим количеством электродвигателей средней мощности также часто не удается обеспечить достаточную чувствительность защит питающих линий. В этих случаях вместо одной РП устанавливают несколько РП с самостоятельными линиями питания, или питание части двигателей осуществляют непосредственно от щита 0,4 кВ.

Условие селективности действия защит обуславливает необходимость сокращения количества последовательно включенных аппаратов защиты в сети до 1,0 кВ. Обычно селективными удается выполнить лишь 1–3 ступени защиты на участках от щита до электроприемников, включая защитный аппарат отходящей от щита линии.

Из изложенного следует, что для сетей 0,4 кВ характерно единство процесса построения схемы сети, выбора кабелей, коммутационных аппаратов и релейных защит.

**Радиальные схемы** (рис. 4.1). От главного распределительного щита (РЩ) или комплектной трансформаторной подстанции (КТП) отходят линии питания электродвигателей Д1 и Д8 и других электроприемников большой мощности, а также силовых пунктов (СП) 1–4. К главному распределительному щиту нецелесообразно подключать большое количество электроприемников малой и средней мощности,

так как они снижают его надежность. Для питания таких электроприемников (например, электродвигателей Д2–Д7) образуют вторичные распределительные пункты (РП), питающиеся непосредственно от основного щита, и третичные РП, питающиеся от вторичных РП. Третичные РП обладают наименьшей надежностью, их селективную защиту выполнить трудно, и поэтому их применяют лишь в отдельных случаях для питания мелких и неотчетственных электроприемников. Токи КЗ на РП значительно меньше, чем на основном щите 0,4 кВ, что позволяет применять более дешевую и менее стойкую аппаратуру с небольшими номинальными токами. При образовании РП учитывается территориальное расположение электроприемников, удобство обслуживания, возможность экономии кабелей, поскольку сечение питающего РП кабеля принимают меньше суммы сечений кабелей индивидуальных электроприемников ввиду их неодновременного включения.

Распределение электродвигателей по РП зависит от их мощности и возможности выполнения релейной защиты сети. Технико-экономические расчеты показывают, что к главному щиту целесообразно подключать электродвигатели большой мощности (более 55 кВт). Электродвигатели малой (до 10 кВт) и средней (10–55 кВт) мощности целесообразно подключать к вторичным РП.

В электроустановках с целью обеспечения надежности всю схему делят на две независимые секции шин. Каждая секция шин питается от своего понижающего трансформатора Т1 или Т2, которые подключены к независимым источникам. От понижающего трансформатора Т1 (Т2) питается соответствующая секция основного щита 0,4 кВ и к ней подключены вторичные РП. Секции шин взаимно резервируются на разных ступенях напряжения с помощью устройств автоматического включения резерва (АВР). Электродвигатели и приводимые ими ответственные механизмы одного назначения обычно дублируют и снабжают технологическим АВР (Д1 и Д8, Д3 и Д6, Д4 и Д5). Такие электродвигатели также разделяют на две независимые группы, которые подключают к разным секциям шин основного щита 0,4 кВ, к РП1 и РП3, имеющим вводы от разных секций. Ответственные электродвигатели, не имеющие технологического резервирования, подключают к секциям основного щита 0,4 кВ.

При таком построении схемы надежность работы обеспечивается тем, что в случае погашения одной из секций шин и отказа или неуспешной работы АВР между секциями шин (КЗ на шинах) напряжение на другой секции шин сохраняется и нарушения технологического процесса не произойдет, так как сработает АВР электродвигателей и других ответственных электроприемников.

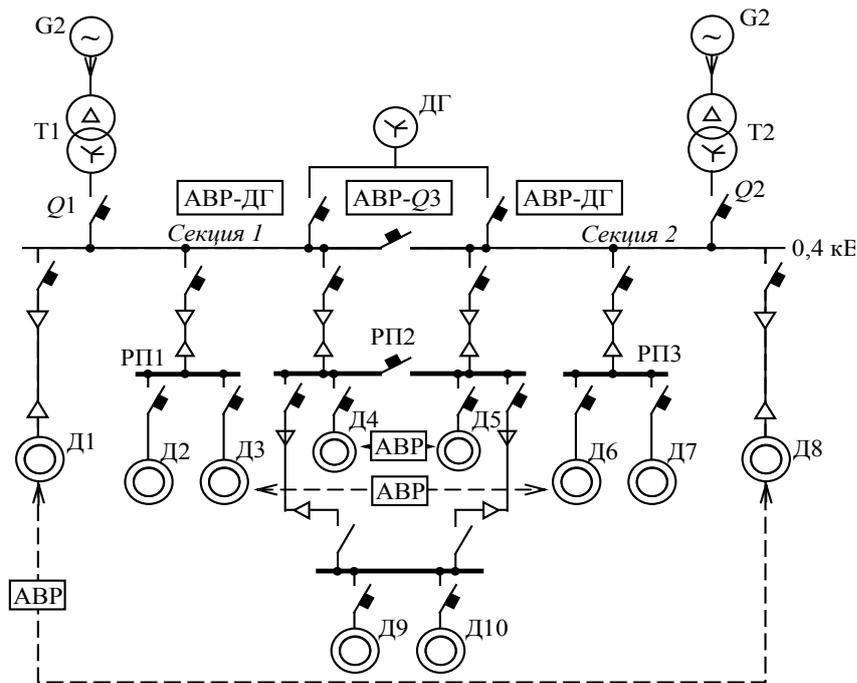


Рис. 4.1. Радиальная схема: Т – питающие трансформаторы; ДГ – аварийный дизель-генератор; Q1 и Q2 – вводные автоматические выключатели и Q3 – секционный автоматический выключатель; Д – электрические двигатели

Для особо ответственных электроприемников, от которых зависит остановка производства, с целью предотвращения угрозы жизни людей, взрывов, пожаров, повреждений дорогостоящего оборудования предусматривают аварийный источник питания, например аварийный дизель-генератор ДГ. Один из вариантов подключения аварийного дизель-генератора показан на рис. 4.1. Аварийный дизель-генератор резервирует каждую из секций шин независимо от состояния другой секции шин.

Недостатки радиальных схем следующие:

- повышенный расход проводов и кабелей;
- большое количество защитных и коммутационных аппаратов;
- необходимость дополнительных площадей для размещения щитов, распределительных шкафов.

**Магистральные схемы** (рис. 4.2). Распределение электроэнергии от трансформаторов выполняется с помощью магистральных шинопроводов (ШМ) и распределительных шинопроводов (ШР), к которым присоединяют электроприемники. Магистральные схемы позволяют применять комплектные шинопроводы, обеспечивающие быстрый монтаж сети.

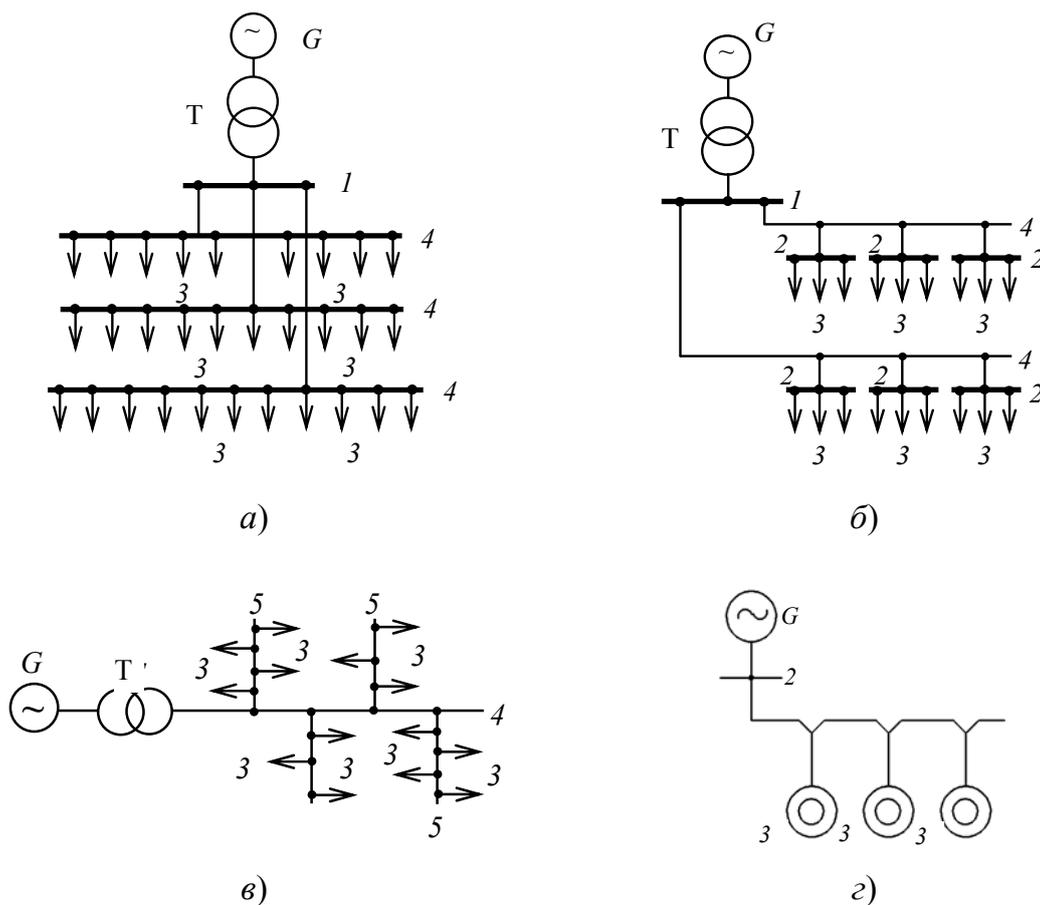


Рис. 4.2. Магистральные схемы питания электроприемников:  
*а* – с распределенными нагрузками; *б* – со сосредоточенными нагрузками;  
*в* – блок трансформатор–магистраль; *г* – схема цепочки;  
*G* – источник питания; *1* – распределительный щит подстанции;  
*2* – распределительный силовой пункт; *3* – электроприемник;  
*4* – магистраль; *5* – шинная сборка

Магистральные схемы находят наибольшее применение при равномерном распределении нагрузок по площади помещения. На рис. 4,2, *а* и *б* приведены магистральные схемы при наличии распределительного устройства 0,4 кВ ТП. Часто магистральная сеть выполняется по схеме «блок трансформатор–магистраль» (БТМ) (рис. 4.2, *в*). В этом случае на ТП распределительный щит отсутствует, а магистраль запитывается через автоматический выключатель. Для питания ответственных электроприемников, а также приемников, связанных технологическим процессом, удаленных от распределительных пунктов или шинопроводов, применяется схема цепочки (рис. 4.2, *г*). В цепочку не рекомендуется соединять более 3–4 электроприемников.

При магистральных схемах целый ряд приемников питается от одной магистрали, что способствует экономии проводникового мате-

риала, за счет чего удешевляется сеть. В магистральных сетях меньше, чем в радиальных, потери напряжения и мощности. Кроме того, магистральная схема характеризуется большей гибкостью, что дает возможность перемещения технологического оборудования без существенной переделки электрической сети. Для повышения надежности электроснабжения потребителей необходимо применять секционирование шин и магистралей с применением АВР.

Недостатки магистральных схем следующие:

– пониженная по сравнению с радиальными схемами надежность электроснабжения, так как при повреждении магистрали все ее приемники теряют питание;

– в магистральных сетях по сравнению с радиальными сетями больше токи КЗ.

**Смешанные схемы** представляют собой комбинации из радиальных и магистральных схем. Крупные и ответственные приемники запитываются по радиальным схемам, остальные – по магистральным схемам.

### 4.3. Требования к защитам и выбор защит, аппаратуры и кабелей в сетях напряжением 0,4 кВ

Для любого присоединения в сетях 0,4 кВ должны быть обеспечены:

1. **Нормальный режим работы.** Номинальные напряжения и токи аппаратов и допустимые токи кабелей должны соответствовать номинальному напряжению и длительному току нагрузки. Исполнение аппаратов и типы кабелей должны соответствовать условиям их эксплуатации.

2. **Стойкость при КЗ.** Аппараты и кабели должны быть стойкими при КЗ, а аппараты защиты надежно отключать расчетные токи КЗ.

3. **Защита от всех видов КЗ.** Параметры аппаратов и кабелей должны обеспечивать достаточную чувствительность защиты ко всем видам КЗ в начале и в конце защищаемой зоны. Рекомендуются применять автоматические выключатели с комбинированным расцепителем, в которых элемент с зависимой характеристикой является резервной защитой.

В сетях напряжением 0,4 кВ должны обеспечиваться: селективность (отключение только поврежденного участка), надежность (срабатывание при появлении условий на срабатывание и несрабатывание

при их отсутствии), быстрое действие защиты. Быстрое отключение КЗ обеспечивает стойкость аппаратов и кабелей к термическому действию токов КЗ, снижает длительность перерыва питания электроприемников, облегчает последующий самозапуск электродвигателей, обеспечивает безопасность обслуживающего персонала, предотвращает возможность нарушения синхронной параллельной работы маломощных аварийных генераторов, а также синхронных электродвигателей.

4. **Защита от ненормальных режимов** является защитой от длительной перегрузки электродвигателей, подверженных перегрузкам по технологическим причинам, а также от длительной перегрузки проводов и кабелей. При пуске и самозапуске электродвигателей аппараты защиты не должны отключать цепь, а сечение кабелей должно обеспечивать достаточный для разворота электродвигателей уровень напряжения на их зажимах.

Выбор защит, аппаратуры и кабелей любого присоединения необходимо выполнять в следующем порядке:

1. Определяются нагрузки присоединения, место подключения, составляется предварительная схема присоединения и участка питающей сети.

2. Предварительно выбирается сечение кабеля присоединения по условиям нагрева в нормальном режиме, проверяется его достаточность по условиям потери напряжения в нормальном режиме и при пуске электродвигателей.

3. Производится расчет токов КЗ при максимальном и минимальном режимах работы питающей системы.

4. Предварительно выбирается тип и номинальные параметры защитных аппаратов присоединения по условиям нормального режима, стойкости и селективности при КЗ. Рассчитываются уставки защиты, по результатам расчета уточняются тип и номинальные параметры аппаратов защиты.

5. Проверяется чувствительность защиты. При недостаточной чувствительности осуществляют специальные мероприятия, после которых может измениться сечение или конструкция кабеля, схема присоединения, номинальный ток автоматического выключателя. После этого все расчеты выполняются заново.

6. Проверяется защита электродвигателей и кабелей от перегрузки (при необходимости) с возможным уточнением уставок защиты или сечения кабелей.

7. Проверяется селективность защиты с выше- и нижестоящими защитными аппаратами с помощью построения карты селективности.

**Выбор сечений и длин кабелей.** Выбор сечений и длин кабелей выполняется по рассматриваемым ниже условиям.

• *Условие допустимого нагрева.* В нормальном режиме нагрев кабеля не должен превышать допустимого. Для этого выбор сечения кабелей производят по таблицам [1], в которых приводятся значения сечений и соответствующие им допустимые длительные токи нагрузки для кабелей различных конструкций. Значения допустимых длительных токов указаны для нормальных условий работы кабелей и их прокладки. При отклонении от этих условий значения допустимых длительных токов, приведенные в таблицах, должны быть умножены на приводимые в [1] поправочные коэффициенты, учитывающие характер нагрузки (при длительном, повторно-кратковременном и кратковременном режимах работы электроприемников), отклонение температуры окружающей кабель среды от расчетной, количество совместно проложенных кабелей и тепловые характеристики грунта, в котором проложен кабель.

• *Условие обеспечения нормального напряжения* на зажимах электродвигателей и других электроприемников. В нормальном режиме сечение и длина кабеля должны обеспечивать отклонение напряжения на зажимах электродвигателей не более  $\pm 0,05 U_{\text{ном.дв}}$ . Падение напряжения в кабеле определяется по выражению

$$\Delta U = 10^{-3} \sqrt{3} I L (R_{\text{уд}} \cos \varphi + X_{\text{уд}} \sin \varphi), \quad (4.1)$$

где  $I$  – ток нагрузки, А;  $L$  – длина кабеля, м;  $R_{\text{уд}}$ ,  $X_{\text{уд}}$  – активное и индуктивное удельные сопротивления кабелей принимаются по приложениям 2, 3, мОм/м;  $\varphi$  – угол нагрузки, град.

Поскольку на шинах 0,4 кВ, питающих двигатели, должно поддерживаться напряжение  $1,05 U_{\text{ном.дв}}$  (т. е. 400 В), то при напряжении на зажимах электродвигателя  $0,95 \% U_{\text{ном.дв}} = 0,95 \cdot 380 = 361$  В общее падение напряжения в сети может составить 10 %. Учитывая это обстоятельство, из выражения (4.1) можно найти предельную длину кабеля для любого конкретного случая или уточнить его сечение.

• *Условие пуска электродвигателей.* Сечение и длина кабеля должны обеспечивать нормальный пуск электродвигателей. Пусковые токи создают увеличенную по сравнению с нормальным режимом потерю напряжения в питающем кабеле, в результате чего напряжение на зажимах двигателя снижается. Возможность разворота двигателя определяется значением остаточного напряжения  $U_{\text{ост}}$  на его зажимах. Считается, что пуск электродвигателей механизмов с вентиляторным моментом сопротивления и легкими условиями пуска (длительность пуска 3–5 с) обеспечивается при

$$U_{\text{ост}} > 0,7U_{\text{ном.дв.}} \quad (4.2)$$

Это условие выполняется, что удобно для практической проверки, если

$$I^{(3)}_{\text{ПО.мин}}/I_{\text{пуск.дв}} \geq 2, \quad (4.3)$$

где  $I^{(3)}_{\text{ПО.мин}}$  – ток трехфазного металлического КЗ на зажимах электродвигателя при минимальном режиме работы питающей системы, А;  $I_{\text{пуск.дв}}$  – пусковой ток электродвигателя (каталожное значение), А.

Пуск электродвигателей механизмов с постоянным моментом сопротивления или тяжелыми условиями пуска (длительность пуска более 10 с) обеспечивается при

$$U_{\text{ост}} > 0,8U_{\text{ном.дв.}} \quad (4.4)$$

Это условие выполняется, если

$$I^{(3)}_{\text{ПО.мин}}/I_{\text{пуск.дв}} \geq 3,5. \quad (4.5)$$

• *Условие работы при КЗ.* Кабели должны обладать достаточной термической стойкостью при КЗ в начале кабеля, что обеспечивается быстроедействием защит и соответствующим сечением кабеля. Практика эксплуатации показывает, что целесообразно выполнять соответствующую проверку термической стойкости кабелей. Минимальное допустимое сечение кабелей  $S_{\text{мин}}$  по этому условию составляет

$$S_{\text{мин}} = \frac{\sqrt{B_{\text{К}}}}{C} 1000 = \frac{I^{(3)}_{\text{ПО.макс}}}{C} 1000 \sqrt{t_{\text{откл}}}, \text{ мм}^2, \quad (4.6)$$

где  $C$  – постоянная, принимается для алюминия 92, для меди –  $140 \text{ А} \cdot \text{с}^{0,5}/\text{мм}^2$ ;  $t_{\text{откл}}$  – полное время отключения КЗ, с.

Кроме того, при построении схемы учитывают, что токи КЗ в конце кабеля значительно снижаются. Поэтому, с одной стороны, при питании шин подбором сечения кабеля можно обеспечить уровень токов КЗ, соответствующий стойкости установленных на шинах выключателей. С другой стороны, при недостаточной чувствительности защитных аппаратов шин, электродвигателей и других электроприемников к токам КЗ в конце кабеля ее увеличение часто достигается увеличением сечения кабеля (но не более чем на 1–2 ступени).

**Обеспечение защиты проводов и кабелей от перегрузок.** Защиту от перегрузки требуют нижеперечисленные сети напряжением до 1,0 кВ [1]:

1. Выполненные проложенными открыто незащищенными изолированными проводами с горючей оболочкой внутри любых помещений.

2. Все осветительные сети независимо от конструкции и способа прокладки проводов или кабелей в жилых и общественных зданиях, в служебных и бытовых помещениях промышленных предприятий, в пожароопасных зонах.

3. Все сети для питания бытовых и переносных электроприборов.

4. Все силовые сети в промышленных предприятиях, в жилых и общественных помещениях, если по условиям технологического процесса может возникнуть длительная перегрузка проводов и кабелей.

5. Все сети всех видов во взрывоопасных помещениях и взрывоопасных наружных установках независимо от режима работы и назначения сети.

6. Защиту от перегрузки требуют кабели питания двигателей транспортеров, так как эти механизмы подвержены перегрузкам. Не требуют защиты от перегрузки кабели питания центробежных насосов с легкими условиями пуска (установленные в невзрывоопасных помещениях), так как по технологическим причинам эти механизмы не перегружаются.

Для защиты проводов и кабелей от перегрузки должны быть обеспечены следующие соотношения между допустимым током проводника  $I_{\text{доп.пров}}$  (определяется по таблицам [1]) и током срабатывания защиты. При применении выключателей только с электромагнитными расцепителями и током срабатывания отсечки  $I_{\text{с.о}}$ :

$$I_{\text{с.о}} \leq 0,8 I_{\text{доп.пров}} \quad (4.7)$$

7. Для проводников с поливинилхлоридной, резиновой и другой аналогичной по тепловым характеристикам изоляцией внутри помещений.

8. Для невзрывоопасных производственных помещений, а также кабелей с бумажной изоляцией допускается

$$I_{\text{с.о}} \leq I_{\text{доп.пров}} \quad (4.8)$$

При применении защит с нерегулируемой зависимой от тока характеристикой для проводников всех марок

$$I_{\text{н.расц}} \leq I_{\text{доп.пров}} \quad (4.9)$$

где  $I_{\text{н.расц}}$  – номинальный ток расцепителя.

При применении защит с регулируемой зависимой от тока характеристикой и током срабатывания защиты от перегрузки  $I_{\text{с.п}}$ :

1. Для проводников с резиновой, поливинилхлоридной и аналогичной изоляцией

$$I_{с.п} \leq I_{доп.пров} \cdot \quad (4.10)$$

2. Для кабелей с бумажной изоляцией или изоляцией из полиэтилена

$$I_{с.п} \leq 1,25I_{доп.пров} \cdot \quad (4.11)$$

При применении предохранителей с номинальным током плавкой вставки  $I_{ном.вс}$ :

$$I_{ном.вс} \leq KI_{доп.пров} \cdot \quad (4.12)$$

где  $K$  – коэффициент, для проводников с поливинилхлоридной и аналогичной по тепловым характеристикам изоляцией, прокладываемых внутри помещений, принимается равным 0,8. Для всех проводников, прокладываемых в невзрывоопасных производственных помещениях, а также для кабелей с бумажной изоляцией в любых помещениях  $K = 1$ .

### Ток однофазного КЗ по условиям срабатывания защитного аппарата

В табл. 4.1 приведены значения кратностей тока однофазного КЗ по отношению к номинальному току плавких вставок предохранителей и уставкам автоматических выключателей на основании требований [1].

Таблица 4.1

#### Ток однофазного КЗ по условиям срабатывания защитного аппарата

Защитный аппарат	Элемент, отключающий ток КЗ	Тип аппарата	Ток отключения по [1]	
			Невзрывоопасная зона, параграф 1.7.79 ПУЭ	Взрывоопасная зона, параграф 7.3.49 ПУЭ
Плавкий предохранитель	Плавкая вставка	Все типы предохранителей	$I_{ПОмин}^{(1)} \geq 3I_n$	$I_{ПОмин}^{(1)} \geq 4I_n$
Автоматический выключатель	Расцепитель с зависимой от тока характеристикой. Электромагнитный расцепитель	АЕ2000, А3700, А3100, ВА	$I_{ПОмин}^{(1)} \geq 3I_n$	$I_{ПОмин}^{(1)} \geq 6I_n$
		А3110	$I_{ПОмин}^{(1)} \geq 1,44I_n$	
		А3120	$I_{ПОмин}^{(1)} \geq 1,17I_n$	
		АЕ2000, ВА12, ВА16, ВА51–ВА54	$I_{ПОмин}^{(1)} \geq 1,4I_n$	
		ВА51, ВА52, ВА54, АЕ2000М, А4100, ВА61	$I_{ПОмин}^{(1)} \geq 1,25I_n$	

Обозначения, приведенные в таблице:  $I_{\text{ПОмин}}^{(1)}$  – минимальное значение тока однофазного КЗ, нормируемое [1] А;  $I_{\text{н}}$  – номинальный ток плавкой вставки предохранителя или номинальный ток расцепителя автомата с зависимой от тока характеристикой, А; коэффициенты 1,44 и 1,17 подсчитаны путем умножения коэффициента запаса 1,1 на коэффициент, учитывающий производственный допуск.

При выборе нулевых защитных проводников необходимо выполнить следующие требования:

1. Полная проводимость цепи фаза–ноль должна быть такой, чтобы значение тока однофазного КЗ на аварийном участке было не менее значения, указанного в табл. 4.1.

2. В любой точке сети от нейтрали трансформатора до электроприемника полная проводимость нулевых защитных проводников должна быть не менее 50 % проводимости фазных проводников.

#### 4.4. Защита плавкими предохранителями

*Основные характеристики предохранителей, проверка их селективности и чувствительности.* Наибольшее распространение получили предохранители с наполнителем в виде кварцевого песка. Плавкая вставка предохранителя имеет зависимую времятоковую характеристику срабатывания. Существенный недостаток предохранителя состоит в том, что не удается получить требуемую защитную характеристику при малых кратностях тока – время перегорания предохранителя оказывается существенно больше допустимого, т. е. предохранитель не защищает электроустановку при перегрузках. Однако за счет простоты и малой стоимости предохранители широко применяются для защиты неответственных потребителей и в тех случаях, когда не требуется автоматизация управления.

Для расчета защиты сетей и оборудования, выполненной с помощью плавких предохранителей, необходимы следующие данные:

- Номинальное напряжение предохранителя.
- Номинальный ток предохранителя.
- Максимальный ток КЗ, отключаемый предохранителем.
- Номинальный ток плавкой вставки предохранителя.
- Защитная характеристика предохранителя.

Основными данными для определения времени сгорания вставки, а следовательно, и селективности последовательно включенных предохранителей являются их защитные характеристики.

Защитной характеристикой предохранителя называется зависимость полного времени отключения (суммы времени плавления вставки и времени горения дуги) от величины отключаемого тока. Действительное время отключения может значительно отличаться от средних значений, указываемых заводом-изготовителем на защитных характеристиках. Опытным путем установлено, что в крайних редких случаях при совпадении всех неблагоприятных факторов, влияющих на величину времени отключения, отклонения действительного времени отключения от заводских данных предохранителей 0,4 кВ могут достигать до  $\pm 50\%$ . Такой разброс принимается при проверке селективности в особо ответственных цепях, где неселективная работа предохранителей недопустима. Обычно принимается разброс в значениях времен отключения  $\pm 25\%$ . При этом допускается в редких случаях возможность неселективной работы предохранителей.

Для уменьшения размеров чертежа график строится в логарифмическом масштабе (приложение 4) – вместо действительных величин на осях координат откладываются величины, пропорциональные десятичным логарифмам этих величин. Защитные характеристики предохранителей НПН, НПР, ПН2 и НПП на напряжение 0,4 кВ приведены в приложении 4.

Для проверки селективности заводские характеристики перестраиваются в расчетные, как показано на рис. 4.3. По заводской характеристике при произвольной величине тока  $I_1$  определяют среднее время отключения  $t_1$ . Если требуется особо надежная селективность, то величину  $t_1$  увеличивают и уменьшают на 50 % и полученные значения времени откладывают на перпендикуляре, восстановленном из точки  $I_1$ . Задаваясь другими значениями токов, строят область, ограниченную двумя кривыми. В пределах этой области лежат возможные значения полного времени отключения.

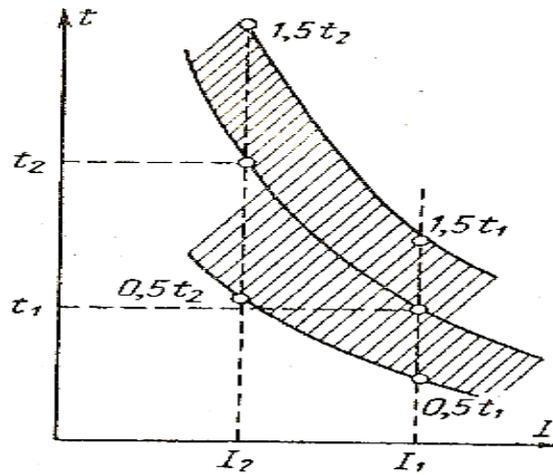


Рис. 4.3. Построение расчетных характеристик одноптипных предохранителей на напряжение 0,4 кВ

Для других случаев, когда за основу принимается разброс  $\pm 25\%$ , построение производят аналогично, используя для этого величины  $1,25t_1$  и  $0,75t_1$ .

Для проверки селективности вставок предохранителей на напряжение 0,4 кВ используют следующие уравнения:

- при разбросе в 50 %  $1,5t_m < 0,5t_6$  или  $t_6 > 3t_m$ ;
- при разбросе в 25 %  $1,25t_m < 0,75t_6$  или  $t_6 > 1,7t_m$ ,

где  $t_m$  и  $t_6$  – время отключения тока КЗ вставкой с меньшим и большим номинальными токами при токе трехфазного КЗ в месте установки вставки с меньшим номинальным током.

**Пример 4.1.** Проверить селективность плавких вставок на 40 и 63 А предохранителей ПН2. Защитные характеристики предохранителей ПН2 представлены в приложении 4.

**Решение.** Задаемся разбросом  $\pm 50\%$ . По приложению 4 (рис. П.4.9) строим защитные характеристики предохранителей ПН2 с вставками на 40 и 63 А (рис. 4.4). По заводским характеристикам определяем величины  $t$  и  $1,5t$  для вставки на 40 А и величины  $t$  и  $0,5t$  для вставки на 63 А.

Из построения видно, что при токах КЗ, равных примерно 440 А и выше, селективность плавких вставок не обеспечивается, так как характеристики  $1'$  и  $2'$  пересекаются.

По результатам построения можно сделать следующие практические выводы для характеристик одноптипных предохранителей:

1. Если обеспечивается селективность при одном значении тока, то селективность обеспечивается и при всех меньших токах.

2. При уменьшении разброса область селективной работы расширяется в сторону больших токов.

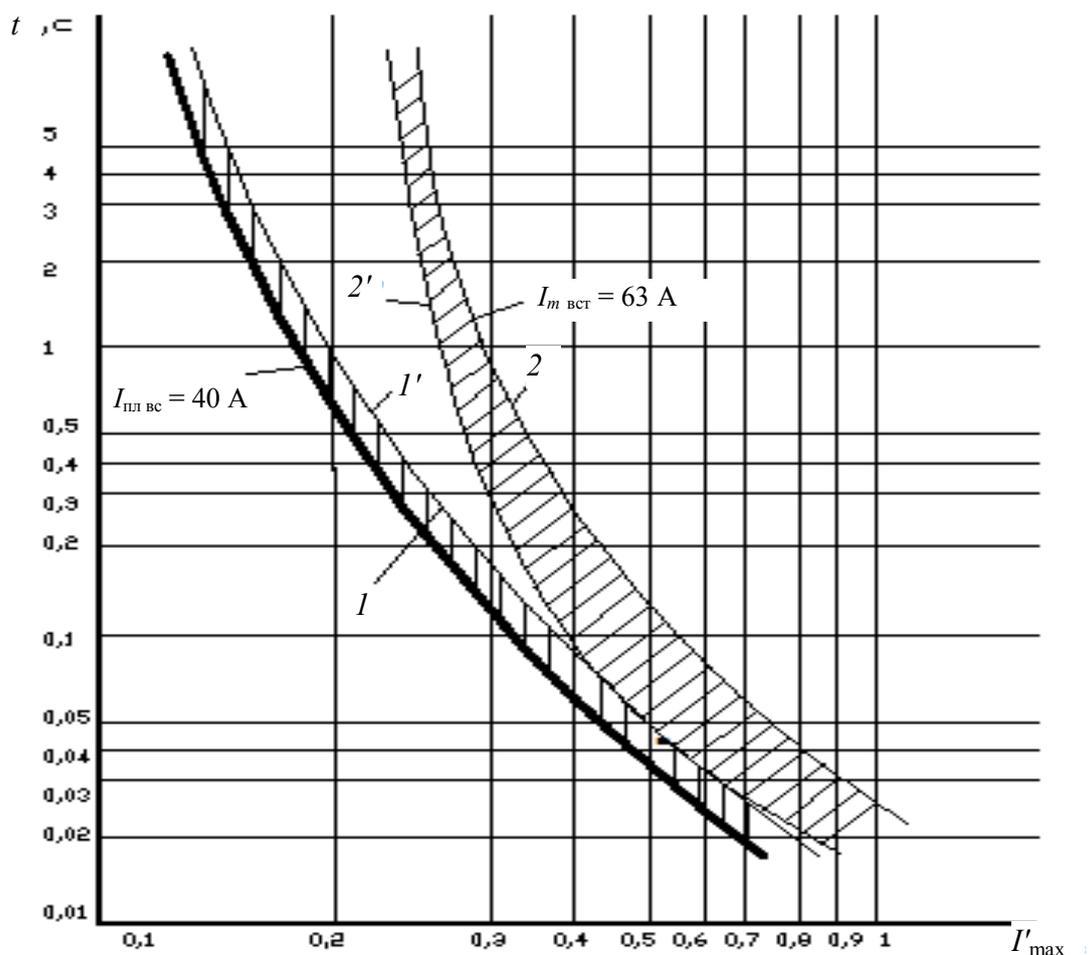


Рис. 4.4. Определение селективности плавких вставок к примеру 4.1:

- $I$  – заводская защитная характеристика вставки 40А;
- $I'$  – расчетная характеристика вставки 40 А (+1,5 $t$ );
- $2$  – заводская защитная характеристика вставки 63 А;
- $2'$  – расчетная характеристика вставки 63 А (-0,5 $t$ )

3. Для проверки селективности во всем диапазоне токов достаточно проверить ее при наибольшем токе, проходящем через вставку с меньшим номинальным током.

#### **Общие положения выбора уставок срабатывания предохранителей**

**Условия выбора предохранителей.** Номинальное напряжение предохранителя должно соответствовать номинальному напряжению сети. Номинальный ток отключения предохранителя должен быть не менее максимального тока КЗ в месте установки предохранителя.

В предохранителе защитным элементом является его плавкая вставка, номинальный ток которой ( $I_{вс.ном}$ ) равен уставке защиты линии, двигателя, осветительной сети и т. д.

**Условия выбора плавких вставок.** Номинальный ток плавкой вставки для предохранителей выбирается наибольшим из следующих условий:

1. Несрабатывания при максимальном рабочем токе

$$I_{\text{вс.ном}} \geq I_{\text{раб.макс}} \quad (4.13)$$

На практике условие отстройки от максимального длительного рабочего тока нагрузки может быть выполнено по выражению

$$I_{\text{вс.ном}} \geq K_{\text{отс}} I_{\text{раб.макс}}, \quad (4.14)$$

где  $K_{\text{отс}}$  – коэффициент отстройки, равный 1,1–1,2.

2. По условию обеспечения достаточной чувствительности защиты при КЗ

$$I_{\text{вс.ном}} \leq I_{\text{Кмин}} / K_{\text{ч}}, \quad (4.15)$$

где  $I_{\text{Кмин}}$  – минимальный ток КЗ;  $K_{\text{ч}}$  – коэффициент чувствительности защиты, который должен быть не ниже 10–15 для защиты электродвигателя, в управлении которого применен магнитный пускатель или контактор и не ниже 4–5 для защиты осветительной сети. Надо отметить, что при кратности 4 плавкая вставка, например предохранителя типа ПН-2, перегорает за время около 10 с, а при кратности 10 – за 0,05–0,1 с.

Номинальный ток плавкой вставки выбирают по условию (4.14) и принимают ближайшим большим по шкале номинальных токов и далее проверяют чувствительность по условию (4.15).

3. При защите сборных шин дополнительно к условиям (4.14) и (4.15) добавляются условия:

– несрабатывание при полной нагрузке сборных шин и пуске наиболее мощного двигателя:

$$I_{\text{вс.ном}} \geq \frac{1}{K} \left( \sum_1^{n-1} I_{\text{раб.макс}} + I_{\text{пуск.макс}} \right), \quad (4.16)$$

где  $K$  – коэффициент, при защите электродвигателей с короткозамкнутым ротором и легком пуске (длительностью 2–5 с) принимается равным 2,5, при тяжелом пуске (длительность более 10 с), а также при частых пусках (более 15 в ч) или для особо ответственных электродвигателей, ложное отключение которых недопустимо, принимается равным 1,6–2,0;

– несрабатывание при самозапуске электродвигателей:

$$I_{н.вс} > I_{сзап}/K, \quad (4.17)$$

где  $I_{сзап} = K_{сзап} I_{раб.макс}$  – ток самозапуска, который определяется из расчетов самозапуска. Для секционного выключателя главного щита 0,4 кВ значение  $K_{сзап}$  принимается 0,6–0,8 полного тока самозапуска через ввод. Для отдельных сборных шин  $I_{сзап}$  принимается равным сумме пусковых токов электродвигателей и другой нагрузки сборки, участвующих в самозапуске. Для питающего трансформатора  $I_{раб.макс} = I_{н.т}$ .

Для предохранителей, устанавливаемых со стороны НН понижающего трансформатора, номинальный ток плавкой вставки выбирают по номинальному току трансформатора (ближайшее большее по шкале плавких вставок значение).

Для обеспечения селективности двух последовательно включенных одноступенчатых предохранителей необходимо выбирать их плавкие вставки с номинальными токами, отличающимися на 2 шкалы, а для разнотипных предохранителей – на 3 шкалы номинальных токов.

**Защита предохранителями сетей 0,4 кВ от перегрузки.** Номинальный ток плавкой вставки выбирается минимально возможным по условию надежного пропускания максимального тока нагрузки. Практически при постоянной, без бросков, нагрузке номинальный ток вставки  $I_{вс}$  принимается примерно равным максимальному длительному току нагрузки  $I_{н.макс}$

$$I_{вс} \geq I_{н.макс}. \quad (4.18)$$

По номинальному току вставки определяется допустимый ток длительной нагрузки  $I_{н.дл}$  для проводника, защищаемого выбранной вставкой

$$K_n I_{вс} \leq K_n I_{н.дл}, \quad (4.19)$$

где  $K_n$  – коэффициент, который учитывает конструкцию защищаемых вставкой проводников. В соответствии с [1]  $K_n$  принимается равным 1,25 для проводников с резиновой и подобной горючей изоляцией, прокладываемых во всех помещениях, кроме невзрывоопасных производственных. Для любых проводников, прокладываемых в невзрывоопасных производственных помещениях, и кабелей с бумажной изоляцией в любых помещениях,  $K_n = 1$ ;  $I_{н.дл}$  – длительно допустимый ток нагрузки на проводники, проложенные в нормальных условиях;  $K_n$  – поправочный коэффициент определяется как

$$K_n = K_{п1} K_{п2} K_{п3} K_{п4}. \quad (4.20)$$

Если нагрузка имеет характер толчков (например – электродвигатель крана) и продолжительность нагрузки меньше 10 мин, то вводится поправочный коэффициент  $K_{п1}$ . Этот коэффициент вводится для медных проводников сечением не менее 6 мм<sup>2</sup> и алюминиевых – не менее 10 мм<sup>2</sup>. Величина  $K_{п1}$  вычисляется по выражению

$$K_{п1} = \frac{0,875}{\sqrt{ПВ}}, \quad (4.21)$$

где ПВ – выраженная в относительных единицах продолжительность включения, равная отношению времен: включения приемника, например электродвигателя к полному времени цикла повторно кратковременного режима. Коэффициент  $K_{п1}$  вводится, если продолжительность включения не более 4 мин, а перерыв между включениями не менее 6 мин. В противном случае величина тока нагрузки принимается как для длительного режима.

При прокладке в одной траншее более одного кабеля вводится поправочный коэффициент  $K_{п2}$ , определяемый по таблицам [1].

За нормальные условия приняты: температура окружающего воздуха +25 °С при прокладке проводников в воздухе; температура земли или воды – +15 °С при прокладке кабелей в земле или в воде. Если температура окружающей среды отличается от нормальной, вводится поправочный коэффициент  $K_{п4}$ , определяемый по таблицам [1].

Поправочный коэффициент  $K_{п3}$  на температуру почвы выше +25 °С определяется по [1].

Кроме температуры окружающей среды нормальные условия предусматривают и следующие условия прокладки:

1. При прокладке в трубах нулевой провод четырехпроводной сети или заземляющий провод не учитывается.

2. Сечение нулевого провода четырехпроводной сети должно быть не менее 50 % сечения фазного провода.

3. Кабели с бумажной изоляцией прокладываются в земле на глубине 0,7–1,0 м по одному.

4. Кабели с бумажной изоляцией, проложенные в воздухе, должны находиться на расстоянии в свету не менее 4–5 мм друг от друга при прокладке внутри, вне здания и в туннелях и 50 мм при прокладке в каналах.

**Пример 4.2.** Определить расчетную нагрузку трехжильного алюминиевого кабеля, проложенного в земле при температуре +25 °С рядом с четырьмя такими же кабелями, расстояние между кабелями

100 мм. Кабель, который требует защиты от перегрузки, питает потребителя, работающего по 3 мин с перерывами между включениями 7 мин и потребляющего 90 А.

**Решение.** Определяем величину  $K_{п1}$  по (4.21):

$$K_{п1} = \frac{0,875}{\sqrt{ПВ}} = \frac{0,875}{\sqrt{3/10}} = 1,59.$$

Поправочный коэффициент  $K_{п2}$  на пять работающих кабелей при расстоянии между ними 100 мм определяется по [1] и равен 0,78.

Поправочный коэффициент  $K_{п3}$  на температуру почвы +25 °С определяется по [1]; для нормированной температуры жил кабеля +55 °С величина  $K_{п3} = 0,86$ .

Общий поправочный коэффициент вычисляется по выражению (4.20):

$$K_{п} = 1,49 \cdot 0,78 \cdot 0,86 = 1,066.$$

Для нагрузки 90 А ближайшая плавкая вставка имеет номинальный ток 100 А. Для проводников коэффициент  $K_{н} = 1,25$ .

Подставляем все числовые коэффициенты в уравнение (4.19), получим

$$I_{ном.вс} = K_{н} I_{ном.вс} / K_{п} = 1,25 \cdot 100 / 1,066 = 117,3 \text{ А}.$$

По [1] (табл. 1.3.7) алюминиевый кабель сечением 3 x 35 мм<sup>2</sup>, проложенный в земле, допускает нагрузку 140 А; такой же кабель сечением 3 x 25 мм<sup>2</sup> допускает нагрузку 115 А.

**Пример 4.3.** Выбрать номинальные токи вставок для защиты от перегрузки линии с максимальной нагрузкой 33 А и выбрать минимальные допустимые сечения алюминиевых жил кабеля для разных условий прокладки и разных конструкций проводников.

**Решение.** По приложению 4 (рис. П.4.8 и П.4.9) подбираем номинальные токи вставок, ближайшие к току нагрузки в 33 А. Для предохранителя ПР-2 или НПР следует выбрать ближайшую большую вставку на 35 А, а для предохранителя ПН2 – на 40 А.

Для разных проводников определяем минимальный расчетный ток, по которому выбирается сечение жил. Для вставки на 35 А расчетный ток равен  $1,25 \cdot 35 = 43,8$  А, для вставки на 40 А –  $1,25 \cdot 40 = 50$  А. Для кабелей с бумажной изоляцией минимальный расчетный ток ( $K_{н} = 1$ ) будет 35 и 40 А, т. е. равным номинальному току вставки.

По таблицам допустимых нагрузок [1] подбираем сечения проводов и кабелей, допускающих определенный выше расчетный ток в разных условиях прокладки. Для удобства сравнения результаты сведены в табл. 4.2.

Выбранные сечения и длительно допустимые для них токи нагрузки приведены в двух вертикальных графах. В левых графах указаны сечения и допустимые токи, выбранные по таблицам [1] по условию, что длительно допустимый ток равен или больше расчетного. В правых графах указаны сечения и допустимые для них токи, выбранные по условию, что длительно допустимый ток больше тока нагрузки, но меньше расчетного тока; сечение взято ближайшее меньшее от сечений, указанных в левой графе. Для проводников некоторых конструкций и способов прокладки указаны только одно сечение и один допустимый ток, выбранные по первому условию; ближайшее меньшее сечение выбирать нельзя, так как допустимый для него ток меньше заданного тока нагрузки.

Таблица 4.2

**Результаты расчета защиты предохранителями сетей 0,4 кВ от перегрузки**

Конструкция проводников и способ прокладки		Вставка на 35А, ПР-2						Вставка на 40А, ПН2					
		Расчетный ток, А	Выбрано				Расчетный ток, А	Выбрано					
			Сечение, мм <sup>2</sup>		Допустимый ток, А			Сечение, мм <sup>2</sup>		Допустимый ток, А			
			норм.	мин.	норм.	мин.		норм.	мин.	норм.	мин.		
Провод с горючей изоляцией	Открыт в воздухе	43,8	10	6	55	39	50	10	6	55	39		
	В трубе три провода	43,8	10	–	47	–	50	16	10	60	47		
Кабель трехжильный с горючей изоляцией	В воздухе	43,8	16	10	60	42	50	16	10	60	42		
	В земле	43,8	6	4	46	38	50	10	6	70	46		
Кабель трехжильный с горючей изоляцией	В воздухе	35	6	–	35	–	40	10	6	46	35		
	В земле	35	4	–	42	–	40	4	–	42	–		

На основании примера 4.3 расчета защиты предохранителями сетей 0,4 кВ от перегрузки можно сделать следующие выводы:

1. Так как шкалы номинальных токов вставок предохранителей разных типов не совпадают, то минимальное допустимое сечение жил

проводов и кабелей в некоторых случаях может зависеть от типа защищающих их предохранителей.

Например, кабель, проложенный в земле и несущий нагрузку в 33 А, должен иметь минимальное сечение 4 мм<sup>2</sup> (допустимая нагрузка 38 А) при защите его предохранителем ПР2 с вставкой на 35 А. Если же для защиты этого кабеля применить предохранитель ПН2, то минимальное сечение будет 6 мм<sup>2</sup> (длительно допустимая нагрузка 46 А).

2. Минимальное сечение сильно зависит от конструкции и способа прокладки кабелей. Например, для нагрузки в 33 А, передаваемой по кабелю с горючей изоляцией, проложенному в воздухе, необходимо сечение не менее 10 мм<sup>2</sup>. Если ту же нагрузку передавать по кабелю с бумажной изоляцией, проложенному в земле, то необходимо сечение всего 4 мм<sup>2</sup>.

**Защита предохранителями асинхронных электродвигателей.** Основным условием, определяющим выбор предохранителей для защиты асинхронных двигателей с короткозамкнутым ротором, является отстройка от пускового тока.

Отстройка плавких вставок от пускового тока выполняется по времени. Пуск двигателя должен полностью закончиться раньше, чем вставка расплавится под действием пускового тока.

Выбор номинального тока плавкой вставки для отстройки от пускового тока производится по выражению

$$I_{\text{вс.ном}} \geq I_{\text{пуск.дв}}/K, \quad (4.22)$$

где  $I_{\text{пуск.дв}}$  – пусковой ток двигателя, определяемый по паспорту, каталогам или непосредственным измерением;  $K$  – коэффициент, принимаемый равным 2.

Опытом эксплуатации установлено правило: для надежной работы вставок пусковой ток не должен превышать половины тока, который может расплавить вставку за время пуска.

Поскольку вставка при пуске двигателя нагревается и окисляется, уменьшается сечение вставки, ухудшается состояние контактов, она может ложно перегореть при нормальной работе двигателя. Вставка, выбранная в соответствии с (4.22), может сгореть также при затянувшемся по сравнению с расчетным временем пуске или самозапуске двигателя. Поэтому во всех случаях целесообразно измерить напряжение на вводах двигателя в момент пуска и определить время пуска.

Для предотвращения перегорания вставок при пуске, что может повлечь за собой работу двигателя на двух фазах и его повреждение, целесообразно во всех случаях, когда это допустимо по чувствительности к токам КЗ, выбирать вставки более грубыми, чем по условию (4.22).

Защита магистралей, питающих несколько двигателей, должна обеспечивать пуск двигателя с наибольшим пусковым током и самозапуск двигателей, если он допустим по условиям техники безопасности, технологического процесса и т. п. При расчете защиты необходимо точно определить, какие двигатели отключаются при понижении или полном исчезновении напряжения, а также какие остаются включенными и какие повторно включаются при появлении напряжения.

Для уменьшения нарушений технологического процесса применяют специальные схемы включения удерживающего электромагнита пускателя, обеспечивающего немедленное включение в сеть двигателя при восстановлении напряжения. Поэтому в общем случае номинальный ток плавкой вставки, через которую питается несколько самозапускающихся двигателей, выбирается по выражению

$$I_{\text{вс.ном}} \geq \sum I_{\text{п.д}} / K, \quad (4.23)$$

где  $\sum I_{\text{п.д}}$  – сумма пусковых токов самозапускающихся двигателей;  $K$  – коэффициент, определяемый условиями пуска аналогично коэффициенту  $K$  в выражении (4.22).

Поскольку пусковой ток в 4–7 раз превышает номинальный ток двигателя, плавкая вставка, выбранная по выражению (4.23), будет иметь номинальный ток в 2–3 раза больше номинального тока двигателя и, выдерживая этот ток неограниченное время, не может защитить двигатель от перегрузки.

Для защиты двигателей от перегрузки обычно применяют тепловые реле, встраиваемые в магнитные пускатели или в автоматические выключатели.

Если для управления и защиты двигателя от перегрузки применяется магнитный пускатель, то при выборе плавких вставок приходится учитывать также условие предотвращения повреждения контактов пускателя. Дело в том, что при КЗ в двигателе снижается напряжение на удерживающем электромагните пускателя, он отпадает и разрывает ток КЗ своими контактами, которые, как правило, разрушаются. Для предотвращения разрушения магнитного пускателя КЗ должны отключаться предохранителями раньше, чем разомкнутся контакты пускателя.

Это условие обеспечивается, если время отключения тока КЗ предохранителем не превышает 0,15–0,2 с; для этого ток КЗ должен быть в 10–15 раз больше номинального тока вставки предохранителя, защищающего двигатель. Проверяется это условие по защитным характеристикам предохранителей, откуда можно определить, какую

кратность к номинальному току вставки должен иметь ток КЗ, чтобы вставка успела сгореть раньше, чем отпадет пускатель.

**Пример 4.4.** Определить максимальный номинальный ток вставки предохранителя, обеспечивающий сгорание вставки ранее, чем отпадет пускатель. Ток трехфазного КЗ на зажимах двигателя 1200 А.

**Решение.** По приложению 4 (рис. П.4.10) для тока КЗ, равного 1200 А, максимальный ток вставки, обеспечивающий сгорание вставки ранее, чем отпадет пускатель, равен 115 А.

Следовательно, плавкая вставка предохранителя должна иметь номинальный ток не выше 100 А.

**Пример 4.5.** От трансформатора мощностью 160 кВА 10/0,4кВ кабелем питается силовой пункт механической мастерской, к которой подключены пять двигателей (рис. 4.5). Напряжение сети 380 В, условия пуска двигателей легкие, все двигатели работают одновременно, двигатель М4 самозапуска не допускает, технические данные двигателей приведены в табл. 4.3.

**Решение.** По полной мощности каждого двигателя определяем номинальный и пусковой токи двигателей. Результаты расчетов заносим в табл. 4.3.

По выражению (4.23) с коэффициентом  $K = 2,5$  определяем расчетные токи вставок. Результаты расчетов заносим в табл. 4.3.

По приложению 4 подбираем ближайшие номинальные токи вставок для предохранителей ПР-2, ПН2 и заносим в табл. 4.3. Разные номинальные токи вставок предохранителей разных типов, принятые для одного и того же двигателя, объясняются разными шкалами предохранителей. Для предохранителя  $FU$ , защищающего кабель  $W$ , питающий сборные шины, номинальный ток вставки выбирается по выражению (4.16) при  $K = 2,5$ .

$$I_{\text{ВСном}} = \frac{22,2 + 31,9 + 56,5 + 193}{2,5} = 122 \text{ А.}$$

Выбираем ближайший номинальный ток плавких вставок 125 А для ПР-2 и 120А для ПН2. При этом пусковой ток двигателя М4 не учитывается, так как по условию примера он не допускает самозапуска и отключается.

Так как по условию примера самозапускаются не все двигатели, то выбранную для защиты кабеля  $W$  плавкую вставку  $FU$  необходимо проверить на пуск самых крупных двигателей в нормальном режиме по выражению

$$I_{\text{НОМ.ВС}} = \frac{\Sigma I_{\text{н.д}} + \Sigma I_{\text{п.д}}}{2,5} = \frac{3,7 + 5,8 + 9,4 + 21,5 + 193}{2,5} = 93 \text{ А,}$$

где  $\Sigma I_{\text{н.д}}$  – сумма номинальных токов работающих двигателей;  $\Sigma I_{\text{п.д}}$  – сумма наибольших пусковых токов двигателей, пускаемых одновременно.

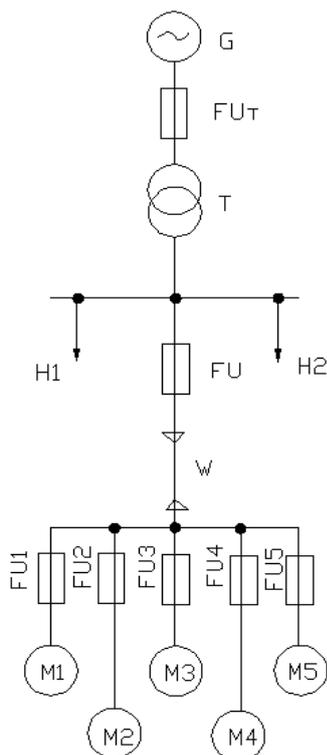


Рис. 4.5. Расчетная схема к примеру 4.5

Таблица 4.3

**Расчетные условия и результаты выбора предохранителей  
FU1–FU4 к примеру 4.5**

Обозначение на схеме	Мощность двигателя, кВт	Полная мощность двигателя, кВА	Ток двигателя, А		Ток вставки, А		
			номинальный	пусковой	расчетный	принятый	
						для ПР-2	для ПН2
М1	1,7	2,44	3,7	22,2	8,9	10	30
М2	2,8	3,82	5,8	31,9	12,8	15	30
М3	4,5	6,19	9,4	56,4	22,6	25	30
М4	10	14,15	21,5	96,5	38,6	45	40
М5	14	18,1	27,5	193	77	80	80

Таким образом, выбранный по условию самозапуска номинальный ток вставки этому условию удовлетворяет.

Выбираем минимальное сечение проводников от сборных шин до двигателей. В невзрывоопасном помещении механической мастерской, когда отсутствует возможность длительной перегрузки двигателей минимальное сечение проводников выбирается по номинальному току двигателей. Результаты расчетов сводим в табл. 4.4.

Принимаем, что проводка к двигателям выполнена в трубах по три одножильных алюминиевых провода в одной трубе. По [1] выбираем минимальные сечения проводов. Результаты выбора сводим в табл. 4.4.

Определяем отношение номинального тока вставки к длительно допустимому току для провода. Результаты сводим в табл. 4.4. Поскольку это отношение менее 3, то согласно [1] проверка чувствительности предохранителей при КЗ не обязательна.

Таблица 4.4

**Минимальное сечение проводников от сборных шин до двигателей**

Обозначение на схеме	Полная мощность двигателя, кВА	Номинальный ток двигателя, А	Принятое сечение, мм <sup>2</sup>	Длительно допустимый ток, А	Кратность номинального тока вставки к допустимому току	
					для ПР-2	для ПН2
М1	2,44	3,7	2,5	19	10/19 = 0,53	30/19 = 1,57
М2	3,82	5,8	2,5	19	15/19 = 0,79	30/19 = 1,57
М3	6,19	9,4	2,5	19	25/19 = 1,32	30/19 = 1,57
М4	14,15	21,5	4	28	45/28 = 1,61	40/28 = 1,43
М5	18,1	27,5	4	28	80/28 = 2,85	80/28 = 2,85

Алюминиевый кабель от ТП до сборных шин проложен в воздухе. Сечение кабеля выбирается по сумме номинальных токов двигателей, равной 67,9 А. По [1] минимальное сечение кабеля должно быть не менее 25 мм<sup>2</sup> при допустимой нагрузке 80 А.

Отношение номинального тока вставки к этому току равно  $120/80 = 1,5$ , что меньше 3, поэтому проверка чувствительности вставок при КЗ не обязательна.

Трансформатор мощностью 100 кВА должен иметь на стороне 0,4 кВ вставку с номинальным током 150 А (приложение 4, табл. П.4.15).

Проверим селективность выбранных вставок. Примем, что все предохранители типа ПН2, и проверим их селективность по приложе-

нию 4, принимая допустимый разброс по времени  $\pm 25\%$ . Ток трехфазного КЗ на стороне 0,4 кВ трансформатора ТМ-100 составляет 3207,6 А (приложение 1, табл. П.1.4). Отношение этого тока к номинальному току вставки равно  $3207,6/120 = 26,73$ . Таким образом селективность вставок с номинальными токами 120 и 150 А обеспечивается.

Полагая, что ток трехфазного КЗ на стороне 0,4 кВ на сборных шинах незначительно меньше 3208 А из-за малой длины кабеля  $W$ , проверяем селективность вставок, установленных на трансформаторе (120 А) и на самом мощном двигателе (80 А). Отношение  $3207,6/80 = 40,1$ , а по приложению 4, табл. П.4.6 это отношение равно 50. Таким образом селективность вставок с номинальными токами 120 А и 80 А обеспечивается.

Проверим согласование по времени отпадания магнитного пускателя и сгорания вставки при двухфазном КЗ на вводе двигателя 14 кВт. Отношение  $I(2)_{\text{КЗ}}/I_{\text{НОМ.ВС}} = 0,87 \cdot 3207,6/80 = 34,9$ , что больше 10–15, т. е. согласование обеспечено.

**Защита предохранителями воздушных линий 0,4 кВ.** Защита воздушных линий, которые защищаются только от КЗ, должна удовлетворять требованиям чувствительности. Согласно [1], минимальный ток КЗ в конце защищаемого участка должен быть не менее чем в 3 раза больше номинального тока вставки.

В сетях с заземленной нейтралью напряжением 0,4 кВ чувствительность предохранителей определяется при однофазных металлических КЗ между фазным и заземленным нулевым проводом:

$$I_{\text{вс.ном}} \leq I_{\text{ПО}}^{(1)} / 3. \quad (4.24)$$

Следует иметь в виду, что при однофазных КЗ время перегорания вставки может быть очень большим. Например, для предохранителей ПН2 время сгорания вставки на 100 А при трехкратном токе КЗ будет порядка 3 с (приложение 4, рис. П.4.9).

Согласно [1] ток однофазного КЗ определяется по формуле

$$I_{\text{ПО}}^{(1)} = \frac{U_{\phi}}{Z_{\text{П}} + \frac{Z_{\text{Т}}^{(1)}}{3}}, \quad (4.25)$$

где  $U_{\phi}$  – фазное напряжение сети; для сети 0,4 кВ  $U_{\phi} = 231$  В;  $Z_{\text{П}}$  – полное сопротивление петли фаза–нуль;  $Z_{\text{Т}}^{(1)}$  – сопротивление при однофазном КЗ трансформатора, соединенного по схеме  $Y/Y_{\text{н}}$ .

**Пример 4.6.** От трансформатора серии ТМ, соединенного по схеме  $Y/Y_n$ , мощностью 63 кВА, 6/0,4 кВ питается воздушная четырехпроводная линия длиной 0,6 км, выполненная алюминиевым проводом  $4 \times 50 \text{ мм}^2$ . Определить максимально допустимый по условию чувствительности номинальный ток вставки предохранителя ПН2 для защиты линии.

**Решение 1**

Определяем ток однофазного КЗ в конце линии по выражению (4.25):

$$I_{\text{по}}^{(1)} = \frac{U_{\phi}}{Z_{\text{п}} + \frac{Z_{\text{т}}^{(1)}}{3}} = \frac{231}{2,46 \cdot 0,6 + \frac{1,238}{3}} = 105,5 \text{ А},$$

где  $U_{\phi}$  – фазное напряжение сети; для сети 0,4 кВ  $U_{\phi} = 231 \text{ В}$ ;  $Z_{\text{п}} = 2,46 \text{ Ом/км}$  – полное сопротивление петли фаза–нуль (приложение 1, табл. П.1.1);  $Z_{\text{т}}^{(1)} = 1238 \text{ Ом}$  – сопротивление при однофазном КЗ трансформатора, соединенного по схеме  $Y/Y_n$ .

Расчетный номинальный ток плавкой вставки предохранителя ПН2 вычисляем

$$I_{\text{вс.ном}} = I_{\text{по}}^{(1)} / 3 = 105,5/3 = 35,2 \text{ А}.$$

Ближайший по шкале номинальный ток плавкой вставки предохранителя ПН2 принимаем 40 А.

Определим максимальный ток вставки для защиты линии при длине линии 100 м.

**Решение 2**

Определяем ток однофазного КЗ в конце линии по выражению (4.25):

$$I_{\text{по}}^{(1)} = \frac{U_{\phi}}{Z_{\text{п}} + \frac{Z_{\text{т}}^{(1)}}{3}} = \frac{231}{2,46 \cdot 0,1 + \frac{1,238}{3}} = 350,5 \text{ А},$$

где  $U_{\phi}$  – фазное напряжение сети; для сети 0,4 кВ  $U_{\phi} = 231 \text{ В}$ ;  $Z_{\text{п}} = 2,46 \text{ Ом/км}$  – полное сопротивление петли фаза–нуль (приложение 1, табл. П.1.1);  $Z_{\text{т}}^{(1)} = 1238 \text{ Ом}$  – сопротивление при однофазном КЗ трансформатора, соединенного по схеме  $Y/Y_n$ .

Расчетный номинальный ток плавкой вставки предохранителя ПН2 вычисляем

$$I_{\text{вс.ном}} = I_{\text{по}}^{(1)} / 3 = 350,5/3 = 116,8 \text{ А}.$$

Выбираем ближайший по шкале номинальный ток плавкой вставки предохранителя ПН2, равный 120 А.

Но трансформатор мощностью 63 кВА должен иметь для своей защиты на стороне 0,4 кВ вставку с номинальным током не более 100 А [3]. Поэтому, хотя по чувствительности можно для защиты линии применить вставку на 120 А, но по условию защиты трансформатора ее номинальный ток не должен превышать 100 А.

**Защита предохранителями трансформаторов.** Предохранитель ввода на стороне низшего напряжения трансформатора предназначен для защиты трансформатора от перегрузки и от КЗ в сети низшего напряжения. Номинальный ток вставки предохранителя выбирается по шкале номинальных токов ближайшим большим относительно номинального тока трансформатора. Рекомендуемые значения токов плавких вставок 0,4 кВ приведены в приложении 4, табл. П.4.5.

Если трансформатор питает сборные шины, от которых отходят две-три линии к потребителям, защищаемые своими предохранителями, то защитой трансформатора от перегрузки должны являться предохранители этих линий. Предохранитель ввода в этом случае является защитой трансформатора от КЗ на сборных шинах и, кроме того, он резервирует защиту отходящих линий.

При выборе плавких вставок желательно обеспечить селективность всех последовательно включенных предохранителей во всем возможном диапазоне токов КЗ.

Не допускается увеличивать номинальный ток вставки предохранителя ввода на стороне низшего напряжения (например, для селективности с предохранителями линий 0,4 кВ). При необходимости можно уменьшать ток плавкой вставки предохранителя высшего напряжения (например, для селективности с защитой питающей линии), сохраняя по возможности селективность с предохранителями низшего напряжения. Проверка селективности предохранителей, защищающих понижающие трансформаторы со стороны высшего и низшего напряжения, производится так же, как и для предохранителей, установленных в сети одного напряжения. Но при этом необходимо учитывать, что по предохранителям протекают токи разной величины.

При трехфазном КЗ на стороне низшего напряжения токи связаны следующим равенством, справедливым для любой схемы соединения обмоток

$$I_{\text{повн}}^{(1)} U_{\text{вн}} = I_{\text{пони}}^{(1)} U_{\text{нн}}, \quad (4.26)$$

где  $U_{\text{вн}}$  и  $U_{\text{нн}}$  – номинальные напряжения обмоток трансформатора стороны высшего и низшего напряжения;  $I_{\text{повн}}^{(1)}$ ,  $I_{\text{пони}}^{(1)}$  – токи КЗ на стороне высшего и низшего напряжения трансформатора.

Селективность предохранителей, установленных на сторонах высшего и низшего напряжения трансформатора, должна проверяться при наиболее неблагоприятных условиях. У трансформаторов со схемой соединения  $\Delta/Y_n$  селективность должна проверяться при двухфазном КЗ, а со схемой  $Y/Y_n$  – по трехфазному КЗ.

**Пример 4.7.** Проверить селективность вставок, защищающих трансформатор мощностью 100 кВА, 10/0,4 кВ. Длительность протекания тока внешнего КЗ через трансформатор ограничена техническими условиями на трансформаторы и не должна превышать 5 с.

**Решение.** В приложении 4 приведена таблица рекомендуемых величин номинальных токов плавких вставок для защиты трансформаторов (табл. П.4.5). Вставки на стороне низшего напряжения выбираются по номинальному току защищаемого трансформатора, а вставки высшего напряжения – по условию селективности с вставками низшего напряжения.

По табл. П.1.4 (приложение 1) ток трехфазного КЗ на стороне 0,4 кВ трансформатор мощностью 100 кВА равен 3207,6 А. По табл. П.4.5 на стороне 0,4 кВ установлена вставка на 150 А. Выбираем предохранитель типа ПН2. На стороне 10 кВ установлена вставка на 16 А с предохранителем типа ПКТ-10.

Задаемся токами трехфазного КЗ (табл. 4.5), определяем для этих токов время сгорания вставки ПН2 по рис. П.4.9 (приложение 4) и увеличиваем его на 50 %. Результаты заносим в табл. 4.5.

Таблица 4.5

**Определение времени сгорания вставок ПН2 и ПКТ-10**

Ток на стороне 0,4 кВ, А	3207,6	2500	1500	1000	700
Время сгорания вставки ПН2, с	0,036	0,05	0,2	1,0	1,8
Время сгорания вставки ПН2 +50 %, с	0,054	0,075	0,3	1,5	1,2
Соответствующий ток КЗ на стороне 10 кВ, А	122,2	95,2	57,1	38,1	26,7
Время плавления вставки ПКТ-10, с	0,2	0,4	3,4	60	–

Характеристику ПКТ-10 перестраиваем в расчетную и пересчитываем токи с 0,4 на 10 кВ, и определяем для этих токов время по пересчитанной характеристике.

Сравнивая значения времени плавления вставок, можно сделать заключение, что при любых токах КЗ плавкие вставки селективны.

Определим допустимую длительность протекания тока КЗ для рассматриваемого трансформатора: при  $U_k = 4,5 \%$ ;  $t_{доп} = 1,82$  с; при  $U_k = 5,5 \%$ ;  $t_{доп} = 2,72$  с.

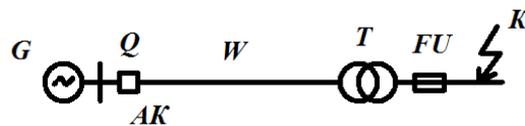
Анализ возможности выполнения надежной и селективной защиты трансформаторов с помощью предохранителей дает возможность сделать следующий вывод: предохранители на стороне низшего напряжения практически всегда обеспечивают термическую устойчивость трансформаторов.

Одной из задач предохранителя ввода на стороне низшего напряжения трансформатора является защита трансформатора от перегрузки. Предохранитель, выбранный по номинальному току трансформатора, не защищает трансформатор от небольших перегрузок и не допускает использования значительных, но допустимых кратковременных перегрузок трансформатора, например, при самозапуске двигателей.

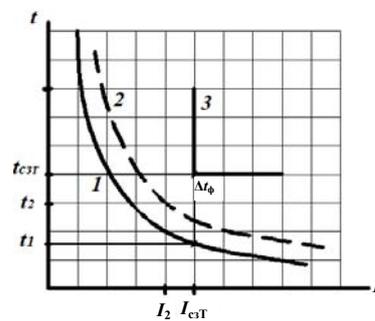
**Проверка селективности защиты питающего трансформатора** со стороны ВН и предохранителей со стороны НН выполняется сопоставлением их характеристик на карте селективности. Необходимо обеспечить селективность защиты со стороны ВН с предохранителями ввода 0,4 кВ.

Если трансформатор со стороны ВН защищается предохранителями, то их номинальный ток предохранителя принимается равным  $(1,5-2)I_{\text{ном.тр.}}$ . При проверке селективности учитывается возможность 20%-го разброса вставок ВН по току (рис. 4.6).

Если со стороны ВН трансформатора установлена релейная защита, то производится ее согласование с предохранителями 0,4 кВ.



а)



б)

Рис. 4.6. Расчетная схема (а) и согласование релейной защиты трансформатора (характеристика 3) с предохранителями 0,4 кВ (кривые 1 и 2) (б)

Согласование защиты АК трансформатора, имеющей независимую характеристику, показано на рис. 4.6. По данным завода-изготовителя строится защитная характеристика (1) предохранителя *FU* (кривая 1), с которым производится согласование. При этом ток защитной характеристики предохранителя *FU* приводится к стороне ВН трансформатора через коэффициент трансформации  $K_T$  трансформатора. С учетом разброса срабатывания по времени ее перестраивают в предельную характеристику предохранителя *FU* (кривая 2). Для защиты с независимыми характеристиками согласование производится, как показано на рис. 4.6, б, с учетом разброса по току сгорания вставки перестраивается в предельную характеристику 2.

Для этого время срабатывания при каждом данном токе, определенное по заводской характеристике, увеличивают 1,25 (или 1,5) раза. Задаемся выдержкой времени защиты трансформатора  $t_{с.з.т}$ . На график наносят величину  $t_{с.з.т}$ . Находим значение

$$t_2 = t_{с.з.т} - t_p - t_3,$$

где  $t_p$  – разброс реле времени защиты, для реле времени РВ со шкалами 1,3; 3,5 и 9 с принимают соответственно 0,06; 0,12 и 0,25 с;  $t_3$  – время запаса, величину которого принимают равной 0,1–0,2 с.

Через точку  $t_2$  проводим горизонтальную прямую до пересечения с характеристикой 2. Точка пересечения определяет значение тока согласования  $I_2$ . Ток срабатывания защиты находят по выражению

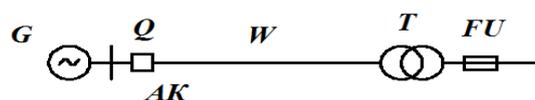
$$I_{с.з} = 1,1I_2,$$

где коэффициент 1,1 учитывает разбросы токового реле, неточности его настройки и некоторый запас. По карте селективности определяем величину  $\Delta t_\phi$ . Обычно для обеспечения селективности по времени достаточно убедиться, что  $\Delta t_\phi$  не менее 0,4–0,5 с.

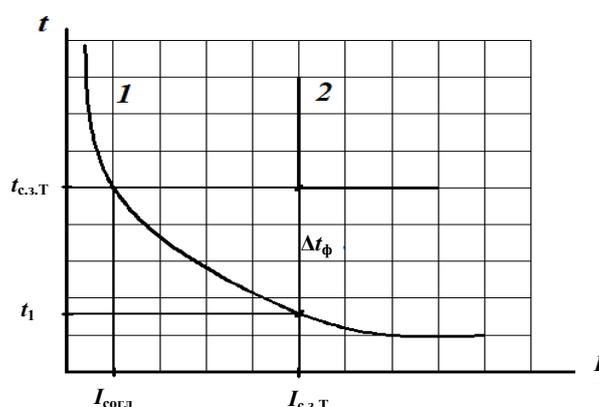
Согласование характеристик защиты и предохранителя можно выполнить и проще (рис. 4.7). Задаемся выдержкой времени защиты трансформатора  $t_{с.з.т}$ . На график наносят величину  $t_{с.з.т}$ . Проводим горизонтальную линию через точку  $t_{с.з.т}$  до пересечения с заводской характеристикой предохранителя. Точка пересечения соответствует току согласования  $I_{согл}$ . Ток срабатывания защиты трансформатора принимаем  $t_{с.з.т} = (1,3–1,4)I_{согл}$ . Далее проверяем, что фактическая ступень селективности  $\Delta t_\phi$  при токе срабатывания  $I_{с.з.т}$  не менее расчетной величины  $\Delta t_{расч}$

$$\Delta t_{\text{расч}} = (0,25-0,5) t_1 + t_p + t_3,$$

где  $t_1$  – время срабатывания предохранителя при токе  $I_{\text{с.з.Т}}$  (0,25–0,5);  $t_1$  – разброс по времени срабатывания предохранителя;  $t_p$  – разброс реле времени защиты, для реле времени РВ со шкалами 1,3; 3,5 и 9 с принимаем соответственно 0,06; 0,12 и 0,25 с;  $t_3$  – время запаса, принимаем равным 0,1–0,2 с.



a)



b)

Рис. 4.7. Упрощенное согласование релейной защиты трансформатора  $T$  (характеристика 2) с предохранителями  $FU$  0,4 кВ (кривая 1)

Обычно для обеспечения селективности по времени достаточно убедиться, что  $\Delta t_{\phi}$  не менее 0,4–0,5 с.

Если полученная по карте селективности фактическая ступень селективности меньше расчетной, то, соответственно, увеличивают либо ток, либо время срабатывания защиты трансформатора.

Характеристика защиты трансформатора задается параметрами  $I_{\text{с.з}}$  и  $t_{\text{с.з}}$  при токе  $2I_{\text{с.з}}$ .

**Проверка чувствительности предохранителей при КЗ.** Кратность минимального тока  $I_{\text{ПОДМИН}}^{(1)}$  при любом виде КЗ по отношению к номинальному току плавкой вставки должна быть:

– для невзрывоопасной среды

$$K_{\text{чд}} = \frac{I_{\text{КД}}}{I_{\text{НОМ.ВС}}} (K_{\text{чд}} \geq 3);$$

– для взрывоопасной среды

$$K_{\text{чд}} = \frac{I_{\text{кд}}}{I_{\text{ном.вс}}} (K_{\text{чд}} \geq 4).$$

При питании от энергосистемы минимальным током КЗ в установках с глухозаземленной нейтралью в большинстве случаев является ток однофазного КЗ, в установках с изолированной нейтралью – ток двухфазного КЗ. При питании от маломощных генераторов в зависимости от удаленности точки КЗ минимальным может оказаться ток однофазного, двухфазного или установившегося трехфазного КЗ.

**Пример 4.8.** КТП с трансформатором мощностью 1000 кВА, напряжением 6,3/0,4 кВ;  $U_{\text{к}} = 5,5 \%$  питается от энергосистемы. Определить предельное значение номинального тока плавкой вставки предохранителя ПН-2, при котором обеспечивается селективность с защитой трансформатора, имеющей независимую характеристику.

**Решение.** Задаемся временем срабатывания защиты трансформатора 0,5 с.

Значения токов КЗ на шинах 0,4 кВ для проверки чувствительности защиты трансформатора:  $I_{\text{ПОмин}} = 22,7$  кА,  $I_{\text{ПОд}} = 12$  кА.

При соединении обмоток трансформатора  $Y/Y_{\text{н}}-0$  ток срабатывания его МТЗ не должен превышать меньшего из значений, определяемых условием:

$$I_{\text{с.з}} < 0,867 I_{\text{ПОмин}}^{(3)} / 1,5 = 0,867 \cdot 22,7 / 1,5 = 4,1 \text{ кА};$$

$$I_{\text{с.з}} < 0,867 I_{\text{ПОд}}^{(3)} / 1,2 = 0,867 \cdot 11,7 / 1,2 = 8,45 \text{ кА}.$$

Окончательно принимаем  $I_{\text{с.з}} = 8,45$  кА.

Поделив это значение на коэффициент надежности согласования, равный 1,4, получим значение тока согласования 6 кА, при котором плавкая вставка должна расплавиться за время, не превышающее 0,5 с.

Наносим точку с координатами 0,5 с и 6 кА на сетку характеристик предохранителей ПН-2 (приложение 4, рис. П.4.9). Все характеристики, расположенные левее этой точки или проходящие через нее, отвечают условию согласования, а расположенные правее – не отвечают. Таким образом, устанавливаем, что условию согласования соответствует плавкая вставка не более 630 А.

Проверяем степень селективности по времени при токе 8,45 кА: защита срабатывает за 0,5 с, вставка сгорит за 0,08 с,  $\Delta t = 0,5 - 0,08 = 0,42$  с – достаточно.

Аналогично устанавливаем, что для трансформатора 1000 кВА,  $\Delta/Y_n$ ,  $U_k = 5,5\%$  ток плавления должен составить не более 7 кА при времени плавления 0,5 с, что также соответствует плавкой вставке 630 А.

**Достоинства и недостатки предохранителей.** Проведенный анализ плавких предохранителей позволяет сделать следующие выводы.

Основными достоинствами плавких предохранителей являются простота их конструкции, малая стоимость и возможность обслуживания персоналом невысокой квалификации. При тщательном расчете можно получить удовлетворительную защиту участков сетей и электрооборудования от перегрузки и КЗ в простейших случаях при невысоких требованиях к селективности.

Существующие конструкции предохранителей имеют серьезные недостатки, ограничивающие область их применения. Основные из них следующие:

1. Однократность действия – после срабатывания предохранителя необходимо заменить вставку.

2. В условиях эксплуатации зачастую вместо калиброванных вставок устанавливают случайно оказавшиеся под рукой вставки на другие токи или просто куски проволоки, что нарушает все требования к защите.

3. Во многих случаях невозможно обеспечить с помощью предохранителей необходимую селективность и чувствительность.

4. Плавкие вставки стареют с течением времени, после чего возможны ложные сгорания вставок в пусковых режимах, т. е. защита ненадежна.

5. При однофазных КЗ плавкая вставка отключает только одну фазу, что приводит к опасному режиму работы двигателей на двух фазах. Это может вызвать остановку двигателя. Если он все же продолжает вращаться, то работает с повышенным в 1,5–2 раза током по сравнению с номинальным.

6. Плавкие предохранители не защищают двигатели от перегрузок, и в этом случае требуется защита с помощью тепловых реле, действующих на отключение магнитных пускателей.

#### 4.5. Защита автоматическими выключателями сетей 0,4 кВ

**Общие сведения, параметры и характеристики автоматических выключателей.** Отмеченные недостатки предохранителей обусловили широкое применение автоматических выключателей для

защиты сетей напряжением 0,4 кВ. Автоматические выключатели выпускаются одно-, двух- и трехполюсные, постоянного и переменного тока на номинальные токи до нескольких тысяч ампер. В качестве элементов защиты в автоматах применяются расцепители. По конструкции автоматические выключатели являются первичными реле прямого действия, действующими непосредственно на механизм расцепления автомата. Большинство автоматических выключателей выполняется с ручным приводом, но автоматические выключатели на большие токи имеют электромагнитные или электродвигательные приводы и дистанционное управление.

Автоматические выключатели предназначены для автоматического отключения электрических цепей при КЗ или ненормальных режимах (перегрузках, исчезновении или снижении напряжения), а также для нечастого включения и отключения токов нагрузки. Отключение выключателя при перегрузках и КЗ выполняется встроенным в выключатель автоматическим устройством, которое называется максимальным расцепителем тока, или сокращенно – расцепителем. Выключатели по заказу могут поставляться со следующими дополнительными устройствами: минимальным расцепителем, отключающим выключатель при снижении напряжения соответственно до  $(0,1-0,35)U_n$  или до  $(0,35-0,7)U_n$  (напряжение срабатывания не регулируется); независимым расцепителем (электромагнитом отключения) для дистанционного отключения выключателя; электродвигательным или электромеханическим приводом для дистанционного управления выключателем; а выключатели серии ВА – также сигнальными контактами автоматического отключения.

Различают *нетокоограничивающие* и *токоограничивающие* автоматические выключатели.

*Нетокоограничивающие* выключатели не ограничивают ток КЗ в цепи и ток КЗ достигает максимального значения.

*Токоограничивающие* выключатели ограничивают значение тока КЗ с помощью быстрого введения в цепь дополнительного сопротивления электрической дуги (в первый же полупериод, до того, как ток КЗ значительно возрастет) и последующего быстрого отключения КЗ. При этом ток КЗ не достигает расчетного максимального значения. Токоограничение начинается с некоторого значения тока, определяемого характеристикой токоограничения. Например, в токоограничивающих автоматических выключателях при больших токах КЗ контакты, имеющие специальную конструкцию, сразу же отбрасываются электродинамическими силами, вводя в цепь сопротивление дуги, и

затем уже не соприкасаются, так как своевременно срабатывает электромагнитный расцепитель.

Основными параметрами автоматических выключателей являются: номинальный ток выключателя –  $I_{н.в}$  и номинальный ток расцепителя  $I_{н.расц}$  – относительный диапазон регулировки токов срабатывания (уставок) защиты от перегрузки ( $I_{п}$ ) и токовой отсечки ( $I_{то}$ ). Причем у электронных расцепителей уставка  $I_{п}$  регулируется дискретно относительно  $I_{н.в}$ , а уставка  $I_{то}$  – относительно  $I_{п}$ . Кроме того, защита от перегрузки может иметь ступенчато регулируемую уставку по времени срабатывания при кратности тока  $6I_{н.в}$ .

Номинальным током  $I_{н.в}$  и напряжением  $U_{н.в}$  автоматических выключателей называют значения тока и напряжения, которые способны выдерживать токоведущие части выключателя в длительном режиме. Номинальный ток расцепителя  $I_{н.расц}$  может отличаться от номинального тока выключателя, поскольку в выключатель могут быть встроены расцепители с меньшим номинальным током.

Предельной коммутационной способностью выключателя (ПКС) называют максимальное значение тока КЗ, которое выключатель способен включить и отключить несколько раз, оставаясь в исправном состоянии. Одноразовой ПКС (ОПКС) называют наибольшее значение тока, которое выключатель может отключить один раз. После этого дальнейшая работа выключателя не гарантируется и может потребоваться его капитальный ремонт или замена.

Понятия ПКС и ОПКС относятся к процессу отключения. Выключатель во включенном состоянии должен пропускать протекающий по нему ток КЗ, оставаясь в исправном состоянии. Это свойство выключателя характеризуется понятием электродинамической и термической стойкости.

**Электродинамическая стойкость** характеризуется ударным током КЗ, который способен пропустить выключатель без остаточных деформаций деталей или недопустимого отброса контактов, приводящего к их привариванию или выгоранию. Если значение электродинамической стойкости в каталоге не приводится, то это означает, что стойкость выключателя определяется его коммутационной способностью.

**Термическая стойкость** характеризуется допустимым значением «интеграла Джоуля», отражающего количество тепла, которое может быть выделено в выключателе за время действия тока КЗ. В каталогах термическая стойкость задается величиной, измеряемой в  $\text{kA}^2 \cdot \text{с}$ . Если термическая стойкость в каталоге отсутствует, то это означает, что выключатель является термически стойким при всех временах отключения, определяемых его защитной характеристикой.

**Собственное время отключения выключателя** – время срабатывания расцепителей и механизма выключателя до начала расхождения силовых контактов (используется при выборе выключателей по предельной коммутационной способности).

**Полное время отключения выключателя** – время срабатывания расцепителей, механизма выключателя, расхождения силовых контактов и окончания гашения дуги в дугогасительных камерах (используется при проверке селективности защиты).

Автоматические выключатели выпускаются мгновенными, применяемые в качестве токовой отсечки, и с расцепителями с зависимой и независимой от тока выдержкой времени для защиты от перегрузки. Если автоматический выключатель имеет и тот и другой расцепители, то такой расцепитель называется комбинированным. Автоматические выключатели с мгновенными электромагнитными расцепителями имеют малое время срабатывания – около 0,01–0,045 с. С такими расцепителями выполнить защиту, селективную с нижестоящими выключателями, невозможно, и они могут применяться только для защиты конечного элемента сети, наиболее удаленного от источника питания.

По принципу действия расцепители делятся на электромеханические и электронные. В электромеханических расцепителях токовая отсечка выполняется на электромагнитном принципе (электромагнитный расцепитель), а защита от перегрузки – на биметаллическом элементе (тепловой расцепитель). В автоматических выключателях электромагнитные расцепители применяются с номинальным током выключателей до 250 А.

Автоматические выключатели с электромагнитными расцепителями и независимой выдержкой времени имеют две уставки по времени, обеспечивающие селективность с нижестоящими мгновенными автоматами или предохранителями.

Разброс по току срабатывания мгновенных и с независимой характеристикой электромагнитных расцепителей очень велик (до  $\pm 15\text{--}30\%$ ), что необходимо учитывать при расчете уставок.

Автоматические выключатели с тепловыми расцепителями имеют очень большие разбросы по времени и току срабатывания, особенно в зависимости от температуры окружающей среды. При низкой окружающей температуре тепловые расцепители сгорают раньше, чем успевают сработать.

Для защиты сетей с заземленным нулем от однофазных КЗ чувствительность автоматических выключателей с зависимой от тока характеристикой должна быть не менее 4.

Чувствительность автоматов, имеющих только мгновенные расцепители, при однофазных КЗ должна быть не менее 1,1 с учетом максимального разброса по току срабатывания. Если заводских данных по разбросу тока срабатывания нет, то чувствительность, определенная по номинальным параметрам, должна быть не менее 1,4 для выключателей с номинальным током до 100 А и не менее 1,27 для прочих (при 15%-м разбросе  $K_{\text{ч}} = 1,1 \cdot 1,15 = 1,27$ ).

Для защиты сетей от перегрузки допустимый ток нагрузки должен быть не менее  $1,25I_{\text{ср}}$  мгновенного расцепителя для проводов, прокладываемых внутри помещения. Исключением являются невзрывоопасные производственные помещения, где допустимая для проводов нагрузка должна быть равна  $I_{\text{ср}}$  расцепителя.

Если расцепитель имеет нерегулируемую, зависящую от тока характеристику, то допустимая нагрузка для любых проводов равна  $I_{\text{ср}}$  расцепителя.

Если выключатель имеет регулируемую, зависящую от тока характеристику, то допустимая нагрузка на проводники снижается: для проводов с горючей изоляцией до  $I_{\text{ср}}$  расцепителя и до  $0,8I_{\text{ср}}$  для кабелей с бумажной изоляцией.

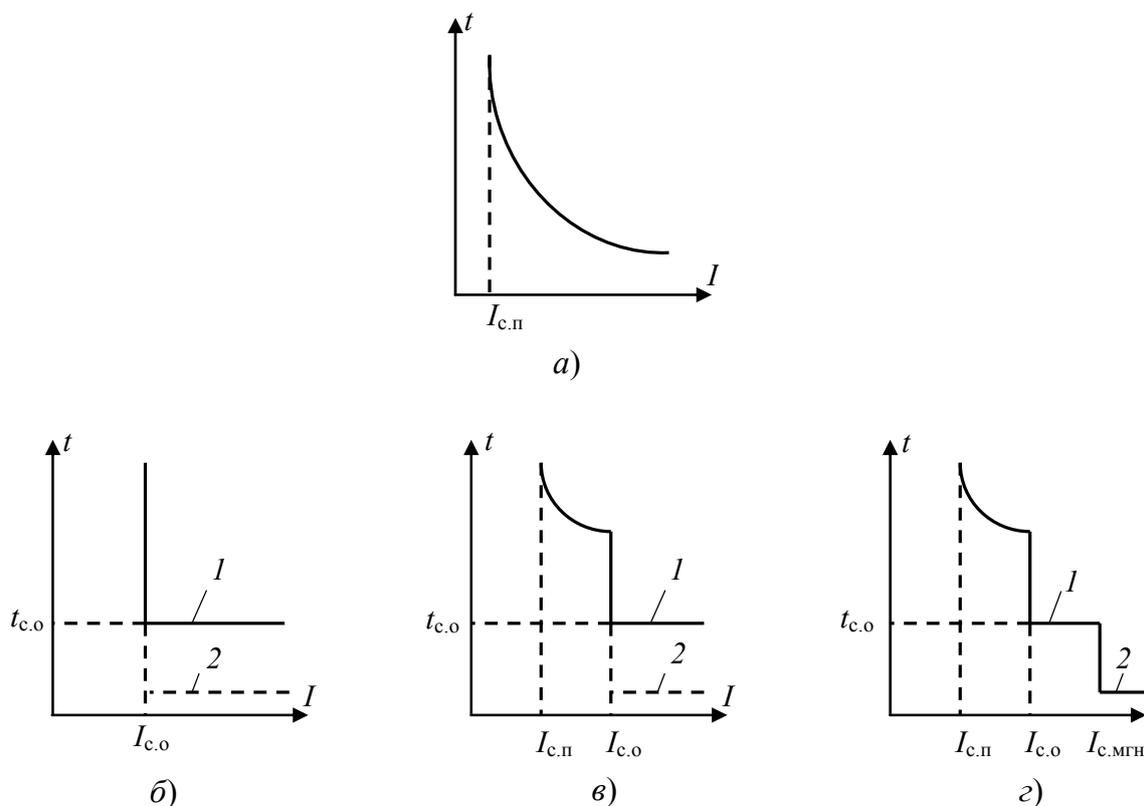


Рис. 4.8. Защитные характеристики автоматических выключателей:  
*а* – зависимая; *б* – независимая; *в* – ограниченно зависимая; *г* – трехступенчатая;  
*1* – с выдержкой времени при КЗ; *2* – без выдержки времени при КЗ

Автоматические выключатели могут иметь следующие защитные характеристики, приведенные на рис. 4.8:

1. Зависимую от тока характеристику времени срабатывания (рис. 4.8, *а*). Такие выключатели имеют только тепловой расцепитель и применяются редко вследствие недостаточной предельной коммутационной способности, а также быстродействия.

2. Независимую от тока характеристику времени срабатывания (рис. 4.8, *б*). Такие выключатели имеют только токовую отсечку, выполненную с помощью электромагнитного или полупроводникового расцепителя, действующего без выдержки времени или с выдержкой времени.

3. Ограниченно зависимую от тока двухступенчатую характеристику времени срабатывания (рис. 4.8, *в*). В зоне токов перегрузки выключатель отключается с зависимой от тока выдержкой времени, в зоне токов КЗ выключатель отключается токовой отсечкой с независимой от тока заранее установленной выдержкой времени (для селективных выключателей) или без выдержки времени (для неселективных выключателей). Выключатель имеет либо тепловой и электромагнитный (комбинированный) расцепитель, либо двухступенчатый электромагнитный, либо полупроводниковый расцепитель.

4. Трехступенчатую защитную характеристику (рис. 4.8, *г*). В зоне токов перегрузки выключатель отключается с зависимой от тока выдержкой времени. В зоне токов КЗ – с независимой, заранее установленной выдержкой времени (зона селективной отсечки), а при близких КЗ – без выдержки времени (зона мгновенного срабатывания). Зона мгновенного срабатывания предназначена для уменьшения длительности воздействия токов при близких КЗ. Такие выключатели имеют полупроводниковый расцепитель и применяются для защиты вводов в КТП и отходящих линий.

К современным автоматическим выключателям относятся выключатели серии ВА или зарубежные – серий Компакт, Мастерпакт, Micrologic, Мульти, Integral и др. Технические характеристики некоторых автоматических выключателей приведены в приложении 8.

**Выбор автоматических выключателей и уставок срабатывания**

*Выбор автоматических выключателей по условиям нормального режима.* Автоматический выключатель выбирается, исходя из следующих условий:

1. Соответствия номинального напряжения выключателя  $U_{н.в}$  номинальному напряжению сети  $U_{ср.н}$

$$U_{н.в} > U_{ср.н}. \quad (4.27)$$

2. Соответствия номинальному току электродвигателя  $I_{н.дв}$  (для индивидуальных выключателей электродвигателей):

$$I_{н.расц} > I_{н.дв}. \quad (4.28)$$

3. Соответствия максимальному рабочему току  $I_{раб.макс}$  группы электроприемников (для выключателей питания сборных шин и щитов) в длительном режиме

$$I_{н.расц} > I_{раб.макс}. \quad (4.29)$$

**Выбор по условиям стойкости при КЗ.** Выключатели выбирают так, чтобы значения ПКС, электродинамической и термической стойкости выключателей были не менее соответствующих параметров КЗ в месте их установки.

**Условие предельной коммутационной способности.** Каталожное значение ПКС должно быть не менее значения тока КЗ, протекающего в цепи в момент расхождения контактов выключателя. Разные типы выключателей имеют разное собственное время отключения при предельных токах. Для собственного времени отключения при предельных токах определяют значение тока КЗ.

Для неселективных выключателей с малым (менее одного периода) собственным временем отключения, при предельных токах (А3100, А3700, ВА51, АЕ20), токоограничивающих (А3700Б, ВА52, ВА53, ВА54), а также селективных с трехступенчатой защитной характеристикой и устройством для электродинамического расцепления (ВА55, А3790С), каталожное значение ПКС сопоставляется с ожидаемым значением тока КЗ в цепи, вычисленным с учетом подпитки от электродвигателей 380 В (токоограничивающая способность выключателей не учитывается).

Для неселективных выключателей с большим (более одного периода) собственным временем отключения и предельных токах («Электрон») и всех селективных (кроме ВА55 и А3790С) подпитка от асинхронных электродвигателей не учитывается, так как их влияние на значение тока КЗ продолжается не более одного периода. Исключение составляют выключатели, ПКС которых задана амплитудным значением ударного тока КЗ (А3744С, А3734С). При выборе этих выключателей требуется учет подпитки от электродвигателей.

Аппараты, расположенные за токоограничивающими выключателями, выбирают с учетом токоограничения. Например, если в цепи с ожидаемым ударным током 60 кА установлен выключатель АЗ726Б, то расположенные за ним аппараты выбирают по значению тока 31 кА (амплитуда), до которого ограничивается ток КЗ.

**Условие электродинамической стойкости.** Значение электродинамической стойкости выключателя должно быть не менее амплитудного значения ударного тока КЗ в месте установки выключателя с учетом подпитки от электродвигателей 0,4 кВ. Проверку на электродинамическую стойкость не выполняют, если значение электродинамической стойкости в каталоге отсутствует. Это означает, что стойкость выключателя определяется его ПКС.

**Условие термической стойкости.** Тепловой импульс тока КЗ в данной цепи не должен превышать указанное в каталоге значение термической стойкости выключателя.

Подпитку от электродвигателей 0,4 кВ учитывают только при выборе аппаратуры на главном щите КТП 0,4 кВ, за исключением вводных выключателей, через которые ток подпитки не проходит.

В случае отказа выключателя отходящей линии, выбранного с учетом токоограничивающего действия дуги, при маловероятных металлических КЗ на его зажимах, авария локализуется в пределах одной секции стойкими при металлических КЗ вводным и секционным выключателями. Такая авария не приводит к остановке производства, так как вторая секция остается в работе, а ответственные электроприемники либо имеют резервирование в технологической части, либо могут питаться от любой из секций.

**Выбор по условию селективности.** Селективность должна быть обеспечена между последовательно включенными автоматическими выключателями в сети 0,4 кВ, между защитой со стороны высокого напряжения питающего трансформатора 6–10/0,4 кВ и выключателями 0,4 кВ, а также между автоматическим выключателем и магнитным пускателем или контактором) данного присоединения.

Селективность между последовательно включенными автоматическими выключателями обеспечивается применением селективных выключателей, имеющих выдержку времени при срабатывании отсечки. Селективность автоматических выключателей проверяется сопоставлением их характеристик на карте селективности. Защитные характеристики, построенные с учетом разбросов по току и времени срабатывания, не должны накладываться или пересекаться. Следует стремиться к схемам сетей с одной ступенью селективности, напри-

мер, выключатель питания двигателя – неселективный, выключатель питания сборки, от которой питается двигатель, – селективный.

**Селективность релейной защиты со стороны ВН питающего трансформатора и автоматических выключателей НН.** Селективность защиты трансформатора следует обеспечивать с вводным и с секционным автоматическим выключателем КТП-0,4кВ, а если это невозможно – то с отходящими линиями 0,4 кВ. Селективность достигается согласованием тока и времени срабатывания МТЗ трансформатора с отсечками выключателей НН.

По условию чувствительности ток срабатывания МТЗ трансформатора  $I_{с.з}$  не должен превосходить меньшего из двух значений, определяемых из условий отключения как металлического КЗ, так и КЗ через переходные сопротивления:

– при соединении обмоток трансформатора  $Y/Y_n$

$$I_{с.з} < 0,867 I_{ПОДМИН}^{(3)} / 1,5; \quad (4.30)$$

– при соединении обмоток трансформатора  $\Delta/Y_n$  при трехрелейной схеме защиты:

$$I_{с.з} < 0,867 I_{ПОДМИН}^{(3)} / 1,2, \quad (4.31)$$

где 1,5 и 1,2 – наименьшие допустимые значения коэффициента чувствительности МТЗ трансформатора при металлическом КЗ и КЗ через переходные сопротивления соответственно.

По условию селективности с МТЗ трансформатора (ВН) ток срабатывания отсечки автоматических выключателей на стороне НН не должен превосходить значения

$$I_{с.о} < I_{с.з} / K_{н.с}, \quad (4.32)$$

где  $K_{н.с}$  – коэффициент надежности согласования, принимается по табл. 4.6.

Таблица 4.6

Рекомендуемое значение  $K_{н.с}$

Тип автоматического выключателя	Реле защиты трансформатора на стороне ВН		
	Цифровое реле	РТ-40	РТ-80
Электрон	1,40	1,45	1,50
А3100	1,20	1,25	1,30
А3700	1,30	1,40	1,50
ВА	1,30	1,40	1,50

По условию селективности с МТЗ нулевой последовательности, устанавливаемой в цепи нейтрали трансформатора с напряжением 0,4 кВ, ток срабатывания отсечки автоматических выключателей отходящих линий 0,4 кВ не должен превышать значения

$$I_{c.o} < I_{к.д}/(K_{ч} K_{н.с}), \quad (4.33)$$

где  $I_{к.д}$  – минимальный ток однофазного КЗ после трансформатора с учетом токоограничивающего действия электрической дуги в месте КЗ (переходных сопротивлений  $R_{п} = 15$  мОм);  $K_{ч}$  – наименьший коэффициент чувствительности защиты принимается равным 1,5;  $K_{н.с}$  – то же, что в выражении (4.32).

Если требуется применить автоматический выключатель, у которого  $I_{c.o}$  больше, чем определяется условием (4.33), то для обеспечения селективности с МТЗ нулевой последовательности трансформатора этот выключатель должен иметь либо выносную релейную защиту, либо встроенную защиту от однофазных КЗ.

#### **Выбор уставок автоматических выключателей для защиты электродвигателей**

**Токовая отсечка.** Защита от КЗ осуществляется токовой отсечкой без выдержки времени. Уставка данной защиты ( $I_{c.o}$ ) выбирается, исходя из следующих условий:

Токовую отсечку выключателя отстраивают от пускового тока электродвигателя, который состоит из периодической составляющей, почти неизменной в течение всего времени пуска, и аperiodической составляющей, затухающей в течение нескольких периодов. В каталогах приводится только значение периодической составляющей пускового тока  $I_{пуск.дв}$ . Несрабатывание отсечки при пуске электродвигателя обеспечивается выбором тока срабатывания по выражению

$$I_{c.o} = 1,05K_3K_yK_pI_{пуск.дв} = K_nI_{пуск.дв}, \quad (4.34)$$

где  $K_n = 1,05K_3K_yK_p$  – коэффициент надежности отстройки отсечки от пускового тока электродвигателя; 1,05 – коэффициент, учитывающий, что в нормальном режиме напряжение может быть на 5 % выше номинального напряжения электродвигателя;  $K_3$  – коэффициент запаса;  $K_y$  – коэффициент, учитывающий наличие аperiodической составляющей в пусковом токе электродвигателя;  $K_p$  – коэффициент, учитывающий возможный разброс тока срабатывания отсечки относительно уставки.

Для практических расчетов  $K_n$  принимается равными 1,4–1,5 – для электромагнитных расцепителей и 1,1 – для электронных расцепителей.

Приняв за среднее значение  $I_{\text{пуск.дв}} = 6I_{\text{ном.дв}}$ , получим:

$$I_{\text{с.о}} \geq (8-10)I_{\text{ном.дв}}.$$

Если линия питает группу (несколько) электродвигателей, то уставка отсечки выбирается по условию

$$I_{\text{с.о}} \geq \sum I_{\text{ном.дв}} + K_{\text{н}} I_{\text{пуск.дв}}, \quad (4.35)$$

где  $I_{\text{пуск.дв}}$  – пусковой ток самого мощного двигателя в данной группе.

В случае применения АВР возможен групповой самозапуск двигателей, тогда допускается принять  $I_{\text{с.о}} \geq K_{\text{н}} \sum I_{\text{пуск.дв}}$ .

Если нагрузкой присоединения 0,4 кВ является трансформатор (частотный преобразователь или выпрямительная установка), то ток срабатывания отсечки автомата должен быть отстроен от бросков тока намагничивания трансформатора:

$$I_{\text{с.о}} = 8I_{\text{ном.тр}}.$$

Выбранный ток срабатывания отсечки должен быть проверен по условию чувствительности защиты к минимальным токам однофазного КЗ через дугу:

$$K_{\text{ч}} = I_{\text{ПОВ}}^{(1)} / I_{\text{с.о}}. \quad (4.36)$$

Причем коэффициент чувствительности по [1] должен удовлетворять условию:  $K_{\text{ч}} \geq 1,4$  при  $I_{\text{ном}} < 100$  А и  $K_{\text{ч}} \geq 1,27$  при  $I_{\text{ном}} > 100$  А.

Для приближенных расчетов принимают значение пускового тока электродвигателя равным каталожному, а коэффициентов – по табл. 4.7.

Электромагнитные расцепители выключателей серий А3100; А3700, ВА имеют собственное время срабатывания примерно 4–10 мс и поэтому реагируют на апериодическую составляющую пускового тока электродвигателя.

Полупроводниковые расцепители серий РП, БПР и РМТ не реагируют на апериодическую составляющую пускового тока в течение одного периода, причем за это время она почти полностью затухает, поэтому значение  $K_{\text{а}}$  принимают равным 1.

Токоограничивающие выключатели с полупроводниковым расцепителем имеют две отсечки: одну – с регулируемой на полупроводниковом реле уставкой; другую – электромагнитную с нерегулируемой уставкой. Первая – выбирается, а вторая – проверяется по условию (4.33).

Для точных расчетов следует определить значения  $I_{\text{пуск.дв}}$  и  $K_a$  с учетом влияния сопротивления внешней сети, что позволяет уменьшить значение  $I_{\text{с.о.}}$ . Для этого определяется суммарное индуктивное и активное сопротивление всей цепи, включая электродвигатель:

$$X_{\Sigma} = X_{\text{вн}} + X_{\text{дв}}; R_{\Sigma} = R_{\text{внеш}} + R_{\text{дв}}. \quad (4.37)$$

Индуктивное сопротивление двигателя при пуске  $X_{\text{дв}}$  находят, исходя из каталожного значения пускового тока двигателя  $I_{\text{пуск.дв}}$  по выражениям:

$$Z_{\text{дв}} = U_{\text{н.дв}} / \sqrt{3} I_{\text{пуск.дв.кат}}; X_{\text{дв}} = \sqrt{Z_{\text{дв}}^2 - R_{\text{дв}}^2}. \quad (4.38)$$

Активное сопротивление двигателя  $R_{\text{дв}}$  определяют ориентировочно по выражению

$$R_{\text{дв}} = (0,2-0,3)Z_{\text{дв}}.$$

Определяют отношение  $X_{\Sigma}/R_{\Sigma}$ , по которому находят значение  $K_a$  так же, как значение ударного коэффициента при расчетах токов КЗ.

Определяют значение пускового тока электродвигателя с учетом влияния внешней сети:

$$I_{\text{пуск.дв}} = I_{\text{пуск.кат}} \frac{Z_{\text{дв}}}{\sqrt{(R_{\text{вн}} + R_{\text{дв}})^2 + (X_{\text{вн}} + X_{\text{дв}})^2}}. \quad (4.39)$$

Коэффициент чувствительности отсечки при КЗ на выводах электродвигателя должен быть:

$$K_{\text{ч}}^{(2)} = \frac{I_{\text{ПОД}}^{(2)}}{I_{\text{с.о}}} = \frac{0,867 I_{\text{ПОД}}^{(3)}}{I_{\text{с.о}}} = 1,1 K_p; K_{\text{ч}}^{(1)} = \frac{I_{\text{ПОД}}^{(2)}}{I_{\text{с.о}}} = \frac{I_{\text{ПОД}}^{(1)}}{I_{\text{с.о}}} = 1,1 K_p, \quad (4.40)$$

где  $I_{\text{ПОД}}^{(2)}$  и  $I_{\text{ПОД}}^{(1)}$  – соответственно, минимальный ток двухфазного и однофазного КЗ на выводах электродвигателя с учетом токоограничивающего действия электрической дуги (переходных сопротивлений  $R_{\text{п}} = 15 \text{ мОм}$ ); 1,1 – коэффициент запаса;  $K_p$  – коэффициент разброса срабатывания отсечки по току (табл. 4.7).

Значения коэффициентов в выражении (4.34)

Автоматический выключатель	Расцепитель		$K_z$	$K_y$	$K_p$	$K_n$
A3700	Электронный	РП	1,1	1,0	1,3	1,5
ВА		БПР	1,1	1,0	1,3	1,5
Электрон		РМТ	1,1	1,0	1,35	1,6
A3100; A3700	Электромагнитный		1,1	1,4	1,3	2,1
ВА			1,1	1,4	1,3	2,0
A3120; A3133; A3144			1,1	1,4	1,15	1,9

При отсутствии данных о разбросе произведение  $1,1K_p$  (нормируемый коэффициент чувствительности) рекомендуется принимать не менее 1,4–1,5.

При недостаточной чувствительности к междуфазным КЗ выполняют одно из следующих мероприятий:

1. Уточняют значение  $I_{c.0}$  с учетом влияния сопротивления внешней сети на пусковой ток электродвигателя.

2. Применяют другой тип автоматического выключателя; увеличивают сечение кабеля, но не более чем на 1–2 ступени.

3. Пересматривают первичную схему и место подключения электродвигателя; применяют выносную релейную защиту.

При недостаточной чувствительности к однофазным КЗ дополнительно к указанным выполняют следующие мероприятия:

1. Применяют другую конструкцию кабеля (с нулевой жилой, алюминиевой оболочкой).

2. Прокладывают дополнительные зануляющие металлические связи; применяют автоматический выключатель со встроенной защитой от однофазных КЗ.

3. Устанавливают специальную выносную релейную защиту от однофазных КЗ; возлагают отключение однофазных КЗ на защиту электродвигателя от перегрузки (зависимый элемент расцепителя). Последнее хоть и допускается [1], однако наименее предпочтительно, так как существенно затягивает отключение КЗ. Ток срабатывания встроенной или выносной защиты от однофазных КЗ принимают равным 0,5–1,0 номинального тока электродвигателя, коэффициент чувствительности этих защит должен быть не менее 1,5.

**Защита от перегрузки.** Защита от перегрузки не должна срабатывать при кратковременных перегрузках, поэтому она срабатывает с

выдержкой времени, зависящей от величины тока. Ток срабатывания защиты от перегрузки определяется из условия возврата защиты после окончания пуска или самозапуска электродвигателя:

$$I_{с.п} = K_n/K_v I_{н.дв}, \quad (4.41)$$

где  $K_n$  – коэффициент надежности, учитывающий некоторый запас по току, неточности настройки и разброс срабатывания защиты;  $K_v$  – коэффициент возврата защиты.

Защита от перегрузки считается эффективной, если  $I_{с.п} = (1,2-1,4)/I_{н.дв}$ .

Для выключателей с тепловым и электромагнитным (комбинированным) расцепителем условие (4.33) обеспечивается автоматически при выборе номинального тока расцепителя по условию (4.34). Наилучшая защита от перегрузки обеспечивается, если удастся подобрать выключатель, имеющий  $I_{н.расц} = I_{н.дв}$ . В этом случае, имея в виду, что для термобиметаллических тепловых реле  $K_v = 1$ , ток срабатывания защиты (пограничный ток) составит

$$I_{с.п} = K_n I_{н.расц} = K_n I_{н.дв}, \quad (4.42)$$

где  $K_n$  равен кратности тока  $I_c/I_{н.расц}$  (1,15 – для А3700; 1,25 – для А3100; 1,2–1,35 – для ВА51 в зависимости от типа).

Для автоматических выключателей А3134 и А3144 условие (4.41) обычно не выполняется, поэтому защита от перегрузки не эффективна. Это вызвано тем, что кратность тока срабатывания отсечки этих выключателей недостаточна для отстройки от пусковых токов двигателей, поэтому приходится увеличивать номинальный ток расцепителя. Ток срабатывания отсечки по условию (4.34) с учетом кратности пускового тока 6–7 должен быть не менее

$$I_{с.о} = 1,9(6-7)I_{н.дв} = (11,4-13,3)I_{н.дв}.$$

Учитывая, что  $I_{с.о} = 7I_{н.расц}$ , следует выбирать выключатель, имеющий  $I_{н.расц} = I_{с.о}/7 = (11,4-14,3)I_{н.дв}/7 = (1,6-1,9)I_{н.дв}$ , при этом  $I_{с.п} = 1,25(1,6-1,9)I_{н.дв} = (2,0-2,4)I_{н.дв}$ .

Все другие выключатели с комбинированным расцепителем, применяемые для защиты электродвигателей, имеют кратность срабатывания отсечки по отношению к номинальному току теплового расцепителя, равную 10 или более, поэтому для них отстройка от пусковых токов обычно не вызывает загробления защиты от перегрузки.

Для автоматических выключателей серии ВА с полупроводниковым расцепителем БПР  $K_v = 0,97-0,98$ ;  $K'_p = 1,08-1,2$ . Соответст-

венно,  $K_n = 1,1(1,08-1,2) = 1,19-1,32$ ; по формуле (4.41) находим  $I_{с.п} = (1,23-1,36)I_{н.дв}$ . На шкале регулировки выставляется номинальный ток расцепителя. Его значение в 1,25 раза меньше  $I_{с.п}$  и может регулироваться в пределах  $(0,63-1,0)I_{н.в}$ . Чтобы иметь возможность защиты при любом полученном значении  $I_{с.п}$ , следует выбрать выключатель с номинальным током в пределах от  $I_{н.в} = 1,36$

$$I_{н.дв}/(1,0-1,25) = 1,09I_{н.дв} \text{ до } I_{н.в} = 1,23I_{н.дв}/(0,63 \cdot 1,25) = 1,6I_{н.дв}.$$

При выборе уставки  $I_{н.расц}$  для выключателей со ступенчатой регулировкой расчетное значение  $I_{н.расц} = I_{с.п}/1,25$  может получиться несколько большим ближайшего меньшего имеющегося на шкале значения. В этих случаях во избежание чрезмерного заглубления тока срабатывания защиты от перегрузки следует исходить из того, что при определении  $I_{с.п}$  по формуле (4.42) можно несколько уменьшить значение  $K_n$ . При определении  $K_n = K_z K_p$  можно значение  $K_z$  принять от 1,0 до 1,1, имея в виду, что приведенные выше значения коэффициента разброса  $K_p$  указаны для наиболее неблагоприятных и достаточно редких сочетаний, влияющих на разброс факторов.

Для обеспечения селективности защит от перегрузки двух последовательно включенных автоматических выключателей необходимо выбирать номинальные токи их расцепителей так, чтобы выполнялось условие

$$I_{ном.расц.2} \geq 1,5I_{ном.расц.1}. \quad (4.43)$$

**Выбор времени срабатывания.** Время срабатывания защиты от перегрузки электродвигателя принимается из условия несрабатывания защиты при пуске или самозапуске электродвигателя

$$t_{с.п} = (1,5-2)t_{пуск}, \quad (4.44)$$

где  $t_{с.п}$  – время срабатывания защиты при токе, равном пусковому;  $t_{пуск}$  – длительность пуска или самозапуска.

Время срабатывания защиты от перегрузки при токе  $6I_{н.расц}$  регулируется для автоматических выключателей с полупроводниковыми расцепителями АЗ700, ВА43, ВА44 в пределах от 4 до 16 с. Для выключателей с комбинированным расцепителем оно не регулируется и составляет 8–20 с в зависимости от  $I_{н.расц}$ . Длительность пуска электродвигателей при легких условиях пуска составляет 0,5–4 с, при тяжелых – 5–10 с. Таким образом, несрабатывание защиты от перегрузки обеспечивается для всех выключателей. Для особо ответственных элек-

тродвигателей, отключение которых при перегрузках недопустимо, защита от перегрузки выполняется с действием на сигнал.

**Проверка чувствительности при однофазных КЗ.** Если токовая отсечка не обеспечивает требуемой чувствительности к однофазным замыканиям, то защита от перегрузки ( $I_{с.п}$ ), установленная в автомате или магнитном пускателе (тепловой элемент), должна обеспечивать чувствительность к однофазным КЗ. Значение коэффициента чувствительности при однофазном КЗ на зажимах электродвигателя должно быть:

1. Для невзрывоопасной среды и выключателей с регулируемой защитной характеристикой

$$K_{\text{ч}}^{(1)} = I_{\text{ПОД}}^{(1)} / I_{с.п} \geq 3. \quad (4.45)$$

2. Для невзрывоопасной среды и выключателей с нерегулируемой защитной характеристикой

$$K_{\text{ч}}^{(1)} = I_{\text{ПОД}}^{(1)} / I_{\text{расц}} \geq 3. \quad (4.46)$$

3. Для взрывоопасной среды

$$K_{\text{ч}}^{(1)} = I_{\text{ПОД}}^{(1)} / I_{\text{расц}} \geq 6. \quad (4.47)$$

**Пример 4.9.** Шины 0,4 кВ питаются от трансформатора мощностью 630 кВА ( $\Delta/Y_{\text{н}} - 11$ ,  $U_{\text{к}} = 5,5\%$ ), подключенного к системе ( $X_{\text{с}} = 0,1X\text{T}$ ). К шинам через автоматический выключатель серии А3100 трехжильным кабелем с алюминиевыми жилами сечением  $4 \times 95 \text{ мм}^2$  в алюминиевой оболочке длиной 110 м подключен двигатель мощностью 75 кВт, с номинальным током 45 А и пусковым током 865 А. Ток однофазного КЗ при трехжильных кабелях в алюминиевой оболочке равен 2,3 кА. Определить ток срабатывания отсечки выключателя и уточнить его тип.

**Решение.** Принимаем для автомата серии А3100 ( $K_{\text{н}} = 1,9$  из табл. 4.7),  $I_{с.о} = 1,9 \cdot 865 = 1650 \text{ А}$ .

Принимаем автомат А3144 с номинальным током комбинированного расцепителя 250 А и уставкой отсечки 1750 А.

Определяем ток КЗ на зажимах двигателя  $I_{\text{под}} = 4,5 \text{ кА}$ .

Определяем ток однофазного КЗ для трехжильных кабелей в алюминиевой оболочке с учетом поправочного коэффициента 1,15:  $I_{\text{к.д}} = 2,3/1,15 = 2 \text{ кА}$ . Нормируемый коэффициент чувствительности отсечки  $K_{\text{ч}} = 1,1 \cdot 1,15 = 1,27$ . Фактический коэффициент чувствитель-

ности  $K_{\text{ч}}^{(2)} = 0,87 \cdot 4,5/1,75 = 1,74$  – достаточен,  $K_{\text{ч}}^{(1)} = 2/1,75 = 1,14$  – недостаточен.

Уточним ток срабатывания отсечки с учетом влияния внешней сети.

По табл. П.1.1 (приложение 1)  $X_{\text{T}} = 13,63$  мОм;  $R_{\text{T}} = 3,06$  мОм;  $X_{\text{с}} = 0,1$ ;  $X_{\text{с}} = 1,36$  мОм.

По табл. П.2.4 (приложение 2) для кабеля имеем  $X_{\text{к}} = 0,057 \cdot 110 = 7,04$  мОм;  $R_{\text{к}} = 0,405 \cdot 110 = 44,55$  мОм.

Для двигателя по формулам (4.38), (4.39) имеем  $Z_{\text{дв}} = 380/(\sqrt{3} \cdot 865) = 0,254$  Ом = 254 мОм;  $R_{\text{дв}} = 0,25 \cdot 544 = 63$  мОм;  $X_{\text{дв}} = \sqrt{254^2 - 63^2} = 246,1$  мОм.

Суммарное сопротивление цепи КЗ:

$$X_{\Sigma} = 1,36 + 13,63 + 7,04 + 246,1 = 268,1 \text{ мОм};$$

$$R_{\Sigma} = 3,06 + 44,55 + 63 = 110,61 \text{ мОм}.$$

По соотношению  $X_{\Sigma}/R_{\Sigma} = 268,1/110,61 = 2,42$  находим  $K_{\text{у}} = 1,27$ .

Пусковой ток двигателя  $I_{\text{пуск,дв}} = 864244/\sqrt{110,61^2 + 268,1^2} = 747,47$  А.

Уточненное значение тока срабатывания отсечки:

$$I_{\text{с.о}} = 1,05 \cdot 1,1 \cdot 1,27 \cdot 1,15 \cdot 757,57 = 1277,9 \text{ А}.$$

Следовательно, можно применить автомат АЗ144 с комбинированным расцепителем 200 А и уставкой отсечки 1400 А.

Тогда  $K_{\text{ч}}^{(2)} = 0,867 \cdot 3,5/1,4 = 2,17$ .  $K_{\text{ч}}^{(1)} = 2/1,4 = 1,43$ , что удовлетворяет требованиям [1].

**Пример 4.10.** Выбрать уставки расцепителя автоматического выключателя на радиальном присоединении 0,4 кВ, питающем электродвигатель 65 кВт с номинальным током 120 А кабельной линией с медными жилами  $4 \times 50$  мм<sup>2</sup>, длиной 110 м. Значение тока дугового однофазного КЗ в конце линии  $I_{\text{под}}^{(1)} = 2300$  А. Кратность пускового тока двигателя равна  $K_{\text{п}} = 6$ .

**Решение.** Определяем требуемый номинальный ток расцепителя:

$$I_r' \geq 1,2 \cdot 120 = 144 \text{ А}.$$

Предварительно выбираем выключатель типа ВА 52-44 с номинальным током расцепителя  $I_r = 160$  А и определяем минимальный ток срабатывания токовой отсечки мгновенного расцепителя:

$$I_m \geq K_3 \cdot K_{\text{п}} \cdot I_{\text{д,ном}} = 1,3 \cdot 6 \cdot 120 = 936 \text{ А}.$$

Выключатель ВА 52-44 имеет 10-кратный ток срабатывания отсечки

$$I_{c.o} = 1600 \text{ А.}$$

Определяем коэффициент чувствительности токовой отсечки при КЗ на выводах двигателя

$$K_{\text{ч}} = 2300 / 1600 = 1,44.$$

Чувствительность защиты достаточна, поскольку  $K_{\text{ч}} > 1,27$ . Следовательно, выбранный выключатель и его комбинированный расцепитель удовлетворяют требованиям [1].

Однако если для данного примера принять вместо ВА 42-44 выключатель типа ВА 42Г44 с тем же номинальным током, но с кратностью токовой отсечки 14, то чувствительность защиты оказалось бы недостаточной, так как

$$K_{\text{ч}} = 2300 / (14 \cdot 160) = 1,03.$$

#### **Выбор уставок автоматических выключателей питания сборных шин и щитов**

Номинальный ток расцепителя выбирается, исходя из суммарной длительной нагрузки с учетом коэффициента спроса и возможности подключения дополнительной нагрузки при срабатывании АВР. Токовая отсечка должна быть отстроена от суммы токов нагрузки и пускового тока наиболее мощного двигателя по условию (4.35). Чувствительность токовой отсечки должна быть проверена по (4.36). Если чувствительность отсечки недостаточная, то для магистральных линий допускается при КЗ в конце данной линии использовать только защиту от перегрузки, а при близких КЗ – токовую отсечку. При этом время срабатывания защиты от перегрузки не должно превышать допустимого времени, рассчитанного по условию термической стойкости кабеля при данном токе КЗ

$$t_{\text{доп}} = (SC / I_{\text{ПОМИН}})^2, \quad (4.48)$$

где  $S$  – сечение кабеля, мм<sup>2</sup>;  $C$  – постоянная, принимаемая для алюминия – 92, для меди – 140.

Данное выражение можно представить в виде

$$I_{\text{ПОДОП}} = SC / \sqrt{t_{\text{откл}}}. \quad (4.49)$$

Например, если принять время отключения автомата с электронным расцепителем при 6 кратном токе КЗ по отношению к уставке защиты от перегрузки равным 8 с, то допустимый ток КЗ для медного кабеля сечением 50 мм<sup>2</sup> составит:  $I_{к.доп} = 50 \cdot 140 / \sqrt{8} = 2475,2 \text{ А}$ . При этом длительно допустимый ток для данного кабеля составляет 235 А [1, табл. 1.3.4].

В случае применения АВР на напряжении 0,4 кВ возможен групповой самозапуск электродвигателей, но только тех, у которых отсутствует магнитный пускатель и двигатель включается автоматическим выключателем. При наличии пускателя во время провала напряжения он отпадает перед действием АВР. Это обстоятельство должно учитываться при расчете суммарной нагрузки, участвующей в самозапуске.

Основное назначение токовой отсечки автоматического выключателя магистральной линии – это отключение КЗ на своей магистральной линии. При КЗ на присоединении должна обеспечиваться селективность действия автомата присоединения и автомата ввода или селективного выключателя. Для выполнения указанной селективности либо вводят выдержку времени на срабатывания отсечки (только у селективных автоматов), либо выбирают ток срабатывания отсечки автомата не менее чем на 4 ступени по шкале номинальных токов больше, чем ток срабатывания отсечки автомата присоединения. При этом предполагается, что при близком КЗ на автомате присоединения срабатывает отключение с временем около 10 мс, тогда как автомат ввода (секционный) срабатывает с некоторой задержкой, равной 60–80 мс. Вместе с тем последний способ выполнения селективности недостаточно надежный особенно на присоединениях с большими токами КЗ.

Выбор тока срабатывания отсечки выполняется по приводимым ниже условиям, из которых принимается наибольшее полученное значение.

1. Несрабатывание при максимальном рабочем токе  $I_{раб.макс}$  с учетом его увеличения в  $K_{с.зап}$  раз при самозапуске электродвигателей:

$$I_{с.о} = 1,05 K_3 K_y K_p K_{с.зап} I_{раб.макс} = K_n K_{с.зап} I_{раб.макс}, \quad (4.50)$$

где  $K_n = 1,05 K_3 K_y K_p$  – коэффициент надежности, принимается по табл. 4.7.

Ток самозапуска  $I_{с.зап} = K_{с.зап} I_{раб.макс}$  определяется из расчетов самозапуска. Для секционного выключателя главного щита 0,4 кВ значение  $K_{с.зап}$  принимается 0,6–0,8 полного тока самозапуска через ввод;

для отдельных сборных шин  $I_{с.зап}$  принимается приближенно равным сумме пусковых токов электродвигателей и другой нагрузки сборных шин, участвующих в самозапуске, а для питающего трансформатора  $I_{раб.макс} = I_{н.т}$ .

При отсутствии самозапуска электродвигателей или для нагрузки без пусковых токов (электрическое отопление, освещение, печи и т. д.)  $K_{с.зап} = 1$ ,  $K_y = 1$  ток срабатывания

$$I_{с.о} = K_n I_{раб.макс}, \quad (4.51)$$

где  $K_n$  принимается для выключателей А3700, ВА, А3110 равным 1,5; для выключателей А3120, А3133, А3140 – 1,35.

2. Несрабатывание при полной нагрузке щита (сборных шин) и пуске наиболее мощного электродвигателя выполняется по (4.35).

3. Несрабатывание защиты питающего секцию ввода при действии устройства АВР секционного выключателя, подключающего к этой секции или вводу нагрузку другой секции, потерявшей питание:

$$I_{с.о} > K_n (I_{с.зап2} + K_n^* I_{раб.макс1}), \quad (4.52)$$

где  $K_n$  – то же, что в (4.51);  $I_{с.зап2}$  – максимальный ток самозапуска секции, потерявшей питание и включающейся от АВР;  $I_{раб.макс1}$  – максимальный рабочий ток не терявшей питание секции;  $K_n^*$  – коэффициент, учитывающий увеличение тока двигателей не терявшей питание секции при снижении напряжения вследствие подключения самозапускающейся нагрузки другой секции, при преимущественно двигательной нагрузке принимается равным 1,5, при небольшой доле двигательной нагрузки принимается равным 1,0.

4. Согласование с отсечками выключателей отходящих от щита (сборных шин) линий с целью предотвращения отключения автоматического выключателя питания щита (сборных шин) при КЗ за выключателем отходящей линии, когда обе защиты могут находиться на грани срабатывания (в целях упрощения ток нагрузки сборных шин не учитывается):

$$I_{с.о} = K_{н.с} I_{с.о.л}, \quad (4.53)$$

где  $K_{н.с}$  – коэффициент надежности согласования, принимается равным 1,4–1,5;  $I_{с.о.л}$  – наибольший из токов срабатывания отсечек выключателей отходящих линий, при параллельной работе этих линий (3 и 4 на рис. 4.9) принимается равным сумме токов срабатывания отсечек их выключателей.

5. Для селективных выключателей с трехступенчатой защитной характеристикой учитывается дополнительное условие. Для селективного отключения КЗ на отходящей от сборных шин (щита) линии выключателем этой линии ток мгновенного срабатывания третьей ступени защиты  $I_{с.мгн}$  питающего сборные шины (щит) выключателя должен быть больше максимального расчетного тока КЗ за выключателем отходящей от сборных шин (щита) линии  $I_{ПОД}^{(3)}$ :

$$I_{с.мгн} > I_{ПОД}^{(3)}. \quad (4.54)$$

Для обеспечения селективности возможных токов КЗ значение  $I_{ПОД}^{(3)}$  принимают равным максимальному току металлического КЗ  $I_{ПОмакс}^{(3)}$ .

Для выключателей АЗ790С  $I_{с.мгн} = 20$  кА (действующее значение), для ВА55 и ВА75  $I_{с.мгн}$  зависит от номинального тока и составляет 20–45 кА. При проверке селективности необходимо убедиться, что расчетный ток КЗ за нижестоящими выключателями отходящих линий не превосходит указанных значений. Снижение тока до этих значений обычно обеспечивается при построении схемы с помощью сопротивлений питающих сборные шины кабелей или с помощью установки на отходящих от сборных шин (щита) линиях токоограничивающих выключателей.

**Чувствительность отсечек** при КЗ проверяют по выражениям (4.36) и (4.40), в которых  $I_{ПОД}^{(2)}$  и  $I_{ПОД}^{(1)}$  – соответственно минимальный ток двух- и однофазного КЗ на защищаемом щите (сборных шинах).

**Выбор времени срабатывания отсечки.** Если выключатели отходящих от сборных шин (щита) линий неселективны, то на выключателе питания сборных шин устанавливают минимальную уставку по шкале времени. Если выключатели отходящих линий селективные, то выдержка времени выключателя питания сборных шин (щита) определяется по выражению

$$t_{с.о} = t_{с.о.л} + \Delta t, \quad (4.55)$$

где  $t_{с.о.л}$  – выдержка времени срабатывания отсечки выключателя отходящей от сборных шин (щита) линии;  $\Delta t$  – степень селективности, складывается из времени инерционного выбега (в течение которого еще возможно отключение выключателя после прекращения КЗ), разброса и запаса и принимается для выключателей АЗ700С, ВА55, ВА75 равной 0,1–0,15 с.

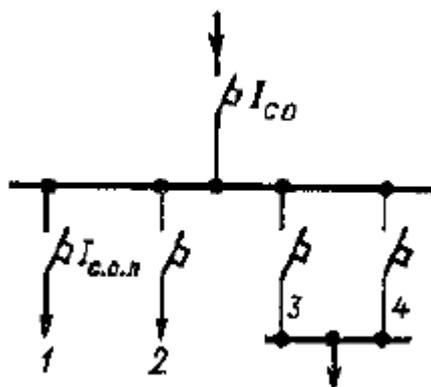


Рис. 4.9. К условию согласования токов срабатывания защиты

**Защита от перегрузки.** Уставки и чувствительность защиты рассчитываются так же, как для электродвигателей, однако вместо  $I_{н.дв}$  учитывается  $I_{раб.макс}$ . Для защиты вводов от трансформаторов принимают  $I_{раб.макс} = (1,0-1,4) I_{н.т}$  с учетом допустимой перегрузки трансформаторов. Время действия защиты  $t_{с.з}$  задается при токе самозапуска  $I_{с.зап}$  или токе

$$\sum_1^{n-1} I_{раб.макс i} + I_{пуск.макс} \quad (4.56)$$

и принимается в 1,5–2 раза больше длительности самозапуска или пуска электродвигателей. Если защита от перегрузки используется для отключений однофазных КЗ, то необходимо проверить ее чувствительность по выражениям (4.36) и (4.40), в которых  $I_{ПОД}^{(1)}$  – ток однофазного КЗ на защищаемых сборных шинах (щите).

**Встроенная защита от однофазных КЗ.** Встроенной защитой от однофазных КЗ могут снабжаться автоматические выключатели серии ВА с полупроводниковым расцепителем БПР. Ток срабатывания защиты не регулируется и составляет  $(0,5-1)I_{н.расц}$ , время срабатывания равно времени срабатывания отсечки и определяется условием (4.54) возможность регулировки времени отсутствует.

Применение встроенной защиты от однофазных КЗ для выключателей питания щита (сборных шин) не всегда возможно, так как отсутствие регулировки тока срабатывания не позволяет согласовать ее с токовыми защитами нулевой последовательности (при их отсутствии – с отсечками автоматических выключателей) отходящих от щита (сборных шин) линий и отстроить ее от несимметричной нагрузки. Это может приводить к неселективным отключениям щита (сборных шин) при однофазных КЗ на отходящих линиях в рабочих режимах.

Указанную встроенную защиту от однофазных КЗ для вводных выключателей щитов (сборных шин) рекомендуется применять в следующих случаях:

1. Если ток срабатывания защит нулевой последовательности (при их отсутствии – токовых отсечек выключателей) отходящих от щита (сборных шин) линий не превышает  $0,4I_{н.расц}$  вводного выключателя.

2. На вводных выключателях щитов (сборных шин) неотчетственных электроустановок.

3. Если неселективные отключения допустимы.

В остальных случаях для отключения однофазных КЗ следует использовать выносную токовую релейную защиту нулевой последовательности, токовую отсечку выключателя или зависимый элемент расцепителя.

**Согласование защит трансформатора и выключателей со стороны 0,4 кВ.** Необходимо обеспечить селективность последовательно включенных защит выключателей отходящей от шин КТП линии, секционного и вводного выключателей КТП, трансформатора со стороны ВН. Защиту трансформатора согласуют с вводным и с секционным выключателем, а если это невозможно – то с выключателями отходящих линий.

Для наглядности согласования используют карты селективности (рис. 4.10), на которых в одинаковом масштабе строят времятоковые характеристики согласуемых защит. Селективность должна быть обеспечена при любых значениях тока вплоть до максимального тока металлического трехфазного КЗ  $I_{ПОДмакс}^{(3)}$  за нижестоящим защитным аппаратом.

Согласование релейной защиты трансформатора, выполненной с помощью реле типа РТ-40 и реле времени РВ и имеющей независимую от тока выдержку времени (характеристика  $I$ ), с защитными характеристиками автоматических выключателей 0,4 кВ показано на рис. 4.10, б. Допустим, МТЗ трансформатора имеет выдержку времени  $t_{с.з} = 1$  с. Как видно из характеристик, согласование возможно только в области токов, превышающих ток срабатывания отсечки выключателя 0,4 кВ.

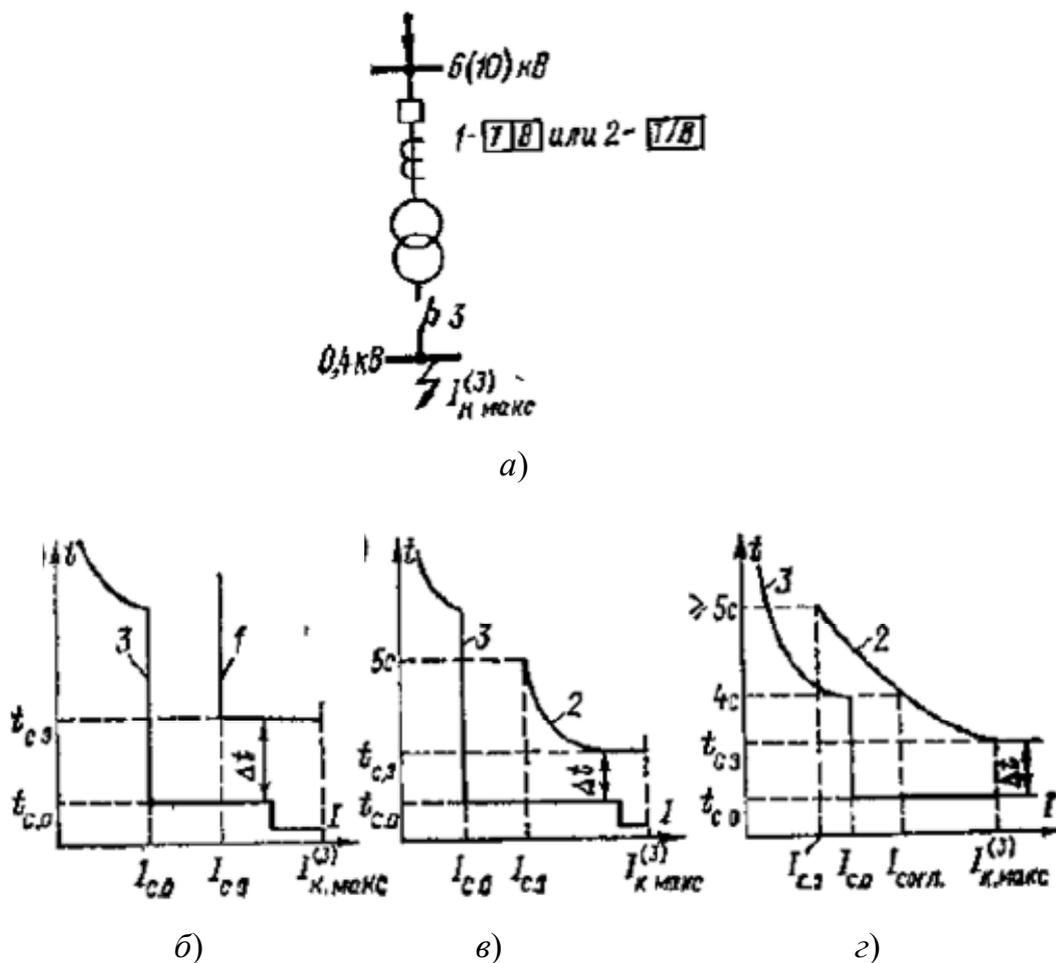


Рис. 4.10. Согласование релейной защиты трансформатора с автоматическими выключателями 0,4 кВ: а – поясняющая схема; б–г – карты селективности защит

Согласование релейной защиты трансформатора, имеющей зависимую от тока выдержку времени (характеристика 2 рис. 4.10, в) с защитными характеристиками выключателей типов АЗ790, «Электрон», ВА (характеристика 3), показано на рис. 4.10, в. МТЗ трансформатора имеет выдержку времени  $t_{сз}$  на независимой части характеристики не более 1–2 с. За расчетное время принимается 5 с. Это время меньше чем время срабатывания защиты автоматического выключателя в конце зоны перегрузки, которое составляет обычно более 5–10 с. Поэтому, как видно из рис. 4.10, в, согласование также возможно только в области токов, превышающих ток срабатывания отсечки.

В указанных случаях уставки срабатывания релейной защиты трансформатора по условию согласования с защитными характеристиками автоматических выключателей КТП определяют по выражениям:

$$I_{c.з} = K_{н.с} I_{c.o};$$

$$t_{c.з} = t_{c.o} + \Delta t,$$

где  $K_{н.с}$  – коэффициент надежности согласования;  $I_{c.o}$  и  $t_{c.o}$  – соответственно, ток и время срабатывания отсечки автоматического выключателя, с защитой которого производится согласование;  $\Delta t$  – ступень селективности, для защиты с независимой характеристикой принимается 0,4–0,5 с, для защиты с зависимой от тока характеристикой принимается в независимой части характеристики 0,5–0,6 с, в зависимой – не менее 1 с.

**Пример 4.11.** На стороне НН 0,4 кВ трансформатора  $Y/Y_n$  мощностью 1000 кВА,  $U_k = 5,5\%$  установлен вводной выключатель с номинальным током расцепителя 1600 А и уставками  $I_{c.п} = 3000$  А,  $t_{c.п} = t_{\max}$  (по шкале),  $I_{c.o} = 8$  кА,  $t_{c.o} = 0,4$  с. Со стороны ВН установлена МТЗ, выполненная в двух фазах на реле РТ-80. Выбрать уставки ее срабатывания по условию согласования с защитной характеристикой автоматического выключателя.

**Решение.** Принимаем характеристику реле РТ-80 защиты трансформатора с выдержкой времени 1 с на независимой части характеристики. Время срабатывания защиты от перегрузки автоматического выключателя при токе 8 кА не превышает 4 с (рис. 4.10, з). Найдем ток, при котором защита трансформатора срабатывает в течение 4 с.

Для надежного согласования защит ток согласования, с одной стороны, должен быть равен  $I_{\text{согл}} = K_{н.с} I_{c.o} = 1,25 I_{c.o}$ . С другой стороны, по принятой защитной характеристике реле РТ-80 устанавливаем, что в течение 4 с защита сработает при кратности тока в реле 140 %, таким образом,  $I_{\text{согл}} = 1,5 I_{c.з}$ .

Тогда

$$I_{c.з} = (1,25/1,5) I_{c.o} = 0,83 I_{c.o} = 0,83 \cdot 8 = 6,7 \text{ кА.}$$

По защитной характеристике реле строим характеристику защиты трансформатора: при 1,5-кратном токе ( $1,5 \cdot 6,7 = 10$  кА) реле сработает за 4 с; при 2-кратном токе ( $2 \cdot 6,7 = 13,4$  кА) – за 2 с; при 3-кратном токе ( $3 \cdot 6,7 = 20,1$  кА) – за 1,2 с; при 4-кратном токе ( $4 \cdot 6,7 = 26,8$  кА) – за 1 с. Построив характеристику защиты трансформатора, убеждаемся, что ступени селективности по времени вполне достаточны: при токе 8 кА составляют примерно  $6 - 4 = 2$  с, при максимальном токе КЗ за выключателем ( $24$  кА)  $1 - 0,4 = 0,6$  с.

Коэффициент чувствительности защиты при междуфазных КЗ через переходные сопротивления даже при питании от мощной энергосистемы ( $X_c = 0,1 \cdot X_T$ ) близок к минимальному допустимому значению:

– для отсечки автомата  $K_{ч.д}^{(2)} = 0,87 \cdot 12/8 = 1,4$ ;

– для защиты трансформатора  $K_{ч.д}^{(2)} = 0,87 \cdot 12/6,7 = 1,46$ .

Поэтому при выборе тока срабатывания МТЗ трансформатора часто не производят согласование с защитой вводного выключателя, а учитывают только условия отстройки от максимального рабочего тока, самозапуска электродвигателей и согласования с защитами отходящих от шин 0,4 кВ линий.

**Согласование защиты КТП с вводными выключателями.** Расцепители этих выключателей имеют высокий нижний предел регулирования тока срабатывания отсечки, большие разбросы срабатывания и низкий коэффициент возврата. Это приводит к загромождению тока срабатывания защиты от перегрузки и не позволяет в некоторых случаях обеспечить чувствительность отсечки и ее селективность с защитой трансформатора со стороны ВН.

Значение тока мгновенного срабатывания третьей ступени защиты слишком мало ( $2,2I_{с.о.}$ ). Поэтому выполнить одновременно требования селективности с защитами отходящих линий 0,4 кВ и чувствительности защиты также не удастся. Например, ток срабатывания отсечки  $I_{с.о.}$  по условию селективности с защитами отходящих линий 0,4 кВ должен быть не менее  $1,35 I_{ПОмакс}^{(3)} / 2,2 = 0,61 I_{ПОмакс}^{(3)}$ , а по условию чувствительности не более  $0,867 I_{ПОд}^{(3)} / 1,5 = 0,48 I_{ПОд}^{(3)}$ , причем  $I_{ПОд}^{(3)} < I_{ПОмакс}^{(3)}$ . На практике при выборе уставок иногда приходится предпочесть либо селективность действия, либо обеспечение чувствительности. Для электроустановок, в которых последствия неселективных отключений очень велики, определяющим при выборе уставок вводного автомата КТП будет условие селективности, а отключение минимальных токов КЗ на шинах 0,4 кВ и резервирование защит отходящих линий возлагают на релейную защиту трансформатора, установленную со стороны ВН. При этом от согласования защиты трансформатора с защитой вводного выключателя 0,4 кВ приходится отказаться.

**Селективность автоматического выключателя и магнитного пускателя присоединения.** При КЗ в цепи данного присоединения начинают одновременно действовать защита выключателя и отключаться пускатель (контактор) вследствие исчезновения напряжения на втягивающей катушке. Во избежание приваривания контактов пускателя

раньше должен отключиться выключатель. Такое селективное отключение обеспечивается для всех выключателей, имеющих малое время отключения (АП, АЗ100, АЗ700Б, АЗ700Ф, ВА51, ВА52, ВА53, ВА54).

### **Контрольные вопросы**

1. Перечислите основные требования к выбору защит и кабелей в сетях 0,4 кВ.
2. Каков порядок выбора защит, аппаратуры и кабелей в сетях 0,4 кВ?
3. Перечислите основные характеристики предохранителей.
4. Каковы защитные характеристики плавких предохранителей?
5. Каковы условия выбора предохранителей и плавких вставок?
6. Как осуществляется защита предохранителями сетей до 1000 В от перегрузки?
7. Как осуществляется выбор предохранителей для защиты электродвигателей?
8. Как осуществляется выбор предохранителей для защиты трансформаторов?
9. Перечислите достоинства и недостатки предохранителей.
10. Каковы защитные характеристики автоматических выключателей?
11. Как осуществляется выбор автоматических выключателей и уставок срабатывания для сетей 0,4 кВ?
12. В чем заключается особенность выбора уставок автоматических выключателей на магистральных линиях, вводах и секционных выключателях?
13. Как осуществляется выбор автоматических выключателей и уставок срабатывания для электродвигателей 0,4 кВ?
14. Как производится согласование защит понижающих трансформаторов с автоматическими выключателями НН?

# ГЛАВА 5. ТОКОВЫЕ ЗАЩИТЫ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 6–35 КВ

## 5.1. Общие положения

Распределительные сети напряжением 6–35 кВ применяются на промышленных предприятиях и предприятиях агропромышленного комплекса, электростанциях и подстанциях.

От этих сетей во многом зависит надежная работа предприятий. Требуемая надежность электроснабжения может быть обеспечена при применении комплекса автоматических устройств, среди которых первостепенное значение имеют устройства релейной защиты (РЗ).

Распределительные сети напряжением 6–35 кВ работают с изолированной нейтралью, компенсированной нейтралью или с резистивным заземлением нейтрали. Защита таких сетей должна реагировать на трехфазные, двухфазные КЗ, а также на двойные замыкания и однофазные замыкания на землю.

**Схемы сетей напряжением 6–35 кВ.** Построение первичных схем сетей 6–35 кВ определяется технологией производства, требованиями надежности электроснабжения, технико-экономическими показателями, удобством обслуживания, а также требованиями релейной защиты и автоматики. Схема защиты распределительных сетей напряжением 6–35 кВ выбирается в соответствии с режимом работы сети и ее схемой, сложность которой обуславливает эксплуатационную готовность и инвестиционные затраты. Поэтому для каждого вида схем выбирается архитектура распределительной сети с учетом критерия оптимальных технико-экономических условий.

Схемы распределительных сетей напряжением 6–35 кВ могут выполняться следующих видов (рис. 5.1):

- Радиальные сети: простая радиальная схема, двойная радиальная схема, параллельная схема, схема с двойным питанием и с двойной системой сборных шин.
- Замкнутые сети: с разомкнутой кольцевой сетью, с замкнутой кольцевой сетью.
- Схемы, включающие источник внутреннего производства энергии: с агрегатом для местного производства, с резервным источником питания.

В табл. 5.1–5.3 приведены основные характеристики, область применения, преимущества и недостатки каждой архитектуры схем.

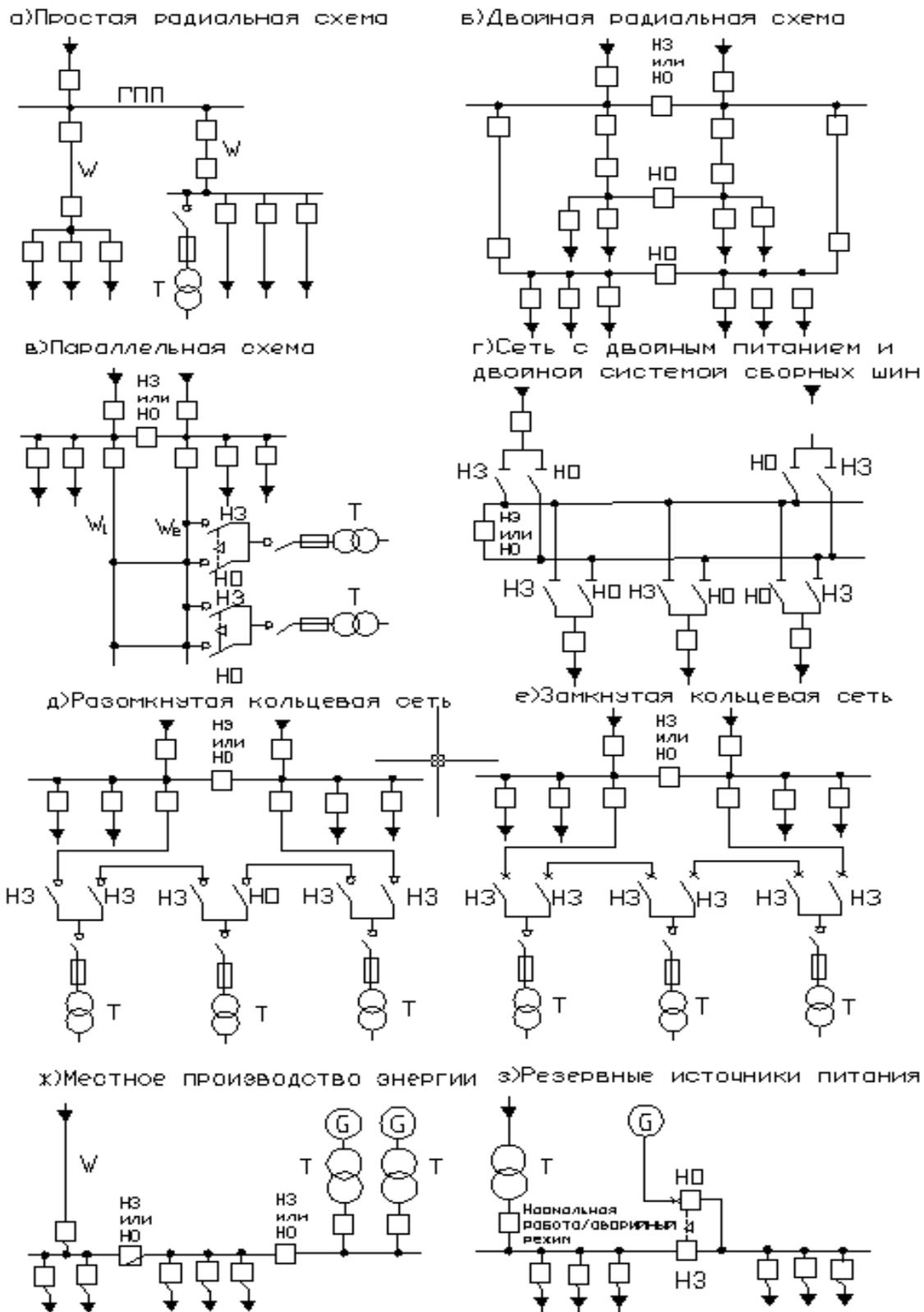


Рис. 5.1. Схемы распределительных сетей напряжением 6–35 кВ.

Условные обозначения для коммутационных аппаратов:

НЗ – нормально замкнут, НО – нормально разомкнут.

Все выключатели без условного обозначения находятся в нормально замкнутом положении

Таблица 5.1

### Основные характеристики радиальных сетей

Архитектура сети	Использование	Преимущества	Недостатки
Простая радиальная схема (рис. 5.1, а)	Процессы, не требующие постоянной подачи питания	Наиболее простая структура. Легкость в организации защиты. Минимальная стоимость защит	Низкая надежность. Длительное время отключения при возникновении повреждения. Только одно повреждение влечет за собой отключение питания радиальной сети
Двойная радиальная схема (рис. 5.1, б)	Непрерывные производственные процессы (черная металлургия, нефтехимия)	Надежность бесперебойного питания. Возможность проведения технического обслуживания сборных шин с главного щита	Дорогостоящий вариант организации сети. Частичное функционирование сборных шин в случае проведения технического обслуживания
Параллельная схема (рис. 5.1, в)	Разветвленные сети	Надежность бесперебойного питания. Простота организации защиты	Необходимость использования функций автоматического управления. Дальнейшее расширение ограничено
Сеть с двойным питанием и двойной системой шин (рис. 5.1, г)	Процессы с большой потребностью в непрерывной бесперебойной работе. Процессы с большим изменением нагрузки	Надежность бесперебойного питания. Гибкость использования: переключение с одной системы сборных шин на другую без отключения питания Гибкость в техническом обслуживании	Дорогостоящий вариант организации сети. Необходимость использования функций автоматического управления

Таблица 5.2

### Основные характеристики замкнутых сетей

Архитектура сети	Использование	Преимущества	Недостатки
Разомкнутая кольцевая сеть (рис. 5.1, д)	Очень разветвленные сети. Значительное дальнейшее расширение. Нагрузки, сосредоточенные в различных зонах одного объекта	Более дешевый вариант по сравнению с замкнутой кольцевой сетью. Простота организации релейной защиты	Отключение питания участка сети при возникновении повреждения на время восстановления конфигурации сети. Необходимость использования функций автоматического управления

Окончание табл. 5.2

Архитектура сети	Использование	Преимущества	Недостатки
Замкнутая кольцевая сеть (рис. 5.1, е)	Сети с большой потребностью в непрерывной бесперебойной работе. Очень разветвленные сети. Нагрузки, сосредоточенные в различных зонах одного объекта	Надежность бесперебойного питания. Отсутствие необходимости использования функций автоматического управления	Дорогостоящий вариант организации сети. Сложная система релейной защиты

Таблица 5.3

### Основные характеристики сетей внутреннего производства электроэнергии

Архитектура сети	Использование	Преимущества	Недостатки
Местное производство электроэнергии (рис. 5.1, ж)	Промышленные объекты с использованием процесса производства энергии на собственной электрической станции	Надежность бесперебойного питания. Низкая стоимость электроэнергии	Дорогостоящий вариант решения
Резервные аварийные источники питания (рис. 5.1, з)	Промышленные объекты и объекты обслуживания населения (например, больницы)	Надежность бесперебойного питания приоритетных потребителей	Необходимость использования функций автоматического управления

## 5.2. Основные виды защит распределительных сетей

В качестве наиболее распространенных релейных защит распределительных сетей напряжением 6–35 кВ применяют:

- максимальную токовую защиту (МТЗ);
- токовую отсечку (ТО);
- защиту от перегрузки (ЗП);
- защиту от замыкания на землю (ЗЗ);
- дуговую защиту (ДЗ);
- логическую защиту шин (ЛЗШ);
- защиты с обеспечением логической селективности.

**5.2.1. Принципы выполнения МТЗ и ТО.** Основными видами релейной защиты радиальных линий являются трехступенчатые токо-

вые защиты. Первая ступень – токовая отсечка без выдержки времени, вторая ступень – токовая отсечка с выдержкой времени и третья самая чувствительная ступень – максимальная токовая защита. На коротких линиях выполнить трехступенчатую защиту часто бывает невозможно по условию недостаточной чувствительности первой или второй ступени токовой отсечки. Тогда применяют либо две ступени – ТО без выдержки времени и МТЗ, либо одну ступень – только МТЗ. Таким образом, МТЗ является основной, а иногда единственной защитой на линиях напряжением 6–35 кВ. Такие защиты (МТЗ и ТО без выдержки времени и с выдержкой времени) входят в состав микропроцессорных реле.

Задачей МТЗ является не только защитить свою линию, но и обеспечить дальнейшее резервирование в случае отказа защиты или выключателя при повреждениях на нижестоящих (последующих) линиях.

МТЗ контролирует ток в защищаемом элементе, отстраивается от тока нагрузки и при превышении тока уставки пусковых реле с выдержкой времени действует на его отключение. МТЗ – это защита с относительной селективностью. МТЗ не только обеспечивает отключение КЗ на своей линии, но, если позволяет ее чувствительность, резервирует отключение КЗ на смежном участке.

Селективность МТЗ обеспечивается ее выдержкой времени. Выдержки времени смежных МТЗ отличаются на величину, называемую ступенью селективности  $\Delta t$ . Недостатком МТЗ является то, что по мере приближения места установки защиты к источнику питания увеличивается ее выдержка времени. При этом увеличивается и величина тока КЗ и поэтому объем повреждения возрастает.

Для защит, выполненных на электромеханической базе, ступень селективности  $\Delta t$  составляет 0,5–0,6 с. Микропроцессорные защиты позволяют обеспечить ступень селективности, равную 0,2–0,3 с, что является первым способом уменьшения времени срабатывания МТЗ.

Вторым способом уменьшения выдержки времени защиты является применение МТЗ с зависимой от тока характеристикой выдержки времени. При такой характеристике выдержка времени МТЗ автоматически уменьшается по мере увеличения тока КЗ.

Для быстреего отключения КЗ и уменьшения объема повреждения применяется токовая отсечка, которая работает без выдержки времени. Для обеспечения селективности ТО отстраивается от тока КЗ в конце защищаемой линии или тока КЗ за трансформатором.

В кольцевых сетях и на линиях с двухсторонним питанием в большинстве случаев невозможно обеспечить селективность действия МТЗ.

В таких случаях применяется направленная МТЗ (МТНЗ), орган мощности которой разрешает действие защиты при направлении мощности КЗ от шин в линию.

**5.2.2. МТЗ с пуском по напряжению применяют в том случае, когда обычная МТЗ не удовлетворяет требованиям [1] по чувствительности.** Принцип действия МТЗ с пуском по напряжению основан на том, что в режиме КЗ происходит в системе электроснабжения снижение напряжения. Поэтому, используя пусковой орган по напряжению, можно отличить режимы перегрузки и самозапуска двигателей от режима КЗ.

**5.2.3. Принципы выполнения защит от замыкания на землю. Защита от замыканий на землю (ЗЗ) на линиях, как правило, действует на сигнал.** Применение ЗЗ целесообразно, так как место замыкания на землю нужно отыскать и быстро устранить, потому что, например, упавший на землю провод опасен для окружающих. Кроме того, повреждение в месте замыкания на землю может привести к междуфазным КЗ в сети. В ряде случаев защита должна обязательно действовать на отключение двигателей и генераторов при токе замыкания на землю 5 А и более.

В цифровых реле для защиты нулевой последовательности применяются те же принципы построения, что и в аналоговых защитах.

Для сетей с компенсированной нейтралью эти принципы ЗЗ не пригодны, так как величина тока на поврежденной линии может быть меньше, чем на неповрежденной и направление этого тока может быть различным. Для сетей с компенсированной нейтралью используются специальные защиты, работающие на высших гармониках, учитывая, что дугогасящая катушка (ДГК) в нейтрали компенсирует только основную гармонику тока, а высшие гармоники остаются.

**5.2.4. Логическая защита шин (ЛЗШ).** КЗ на шинах КРУ приводят к разрушению поврежденной и смежных ячеек, если они отключаются с выдержкой времени МТЗ ввода или с выдержкой времени МТЗ секционного выключателя. Поэтому ячейки снабжаются специальными устройствами защиты шин, которые называют логической защитой шин (ЛЗШ). Принцип организации ЛЗШ заключается в том, что токовые отсечки, применяемые в цифровых защитах, позволяют блокировать себя внешним сигналом, подаваемым на дискретный вход микропроцессорного реле. Принцип ЛЗШ может быть реализован только на цифровых реле.

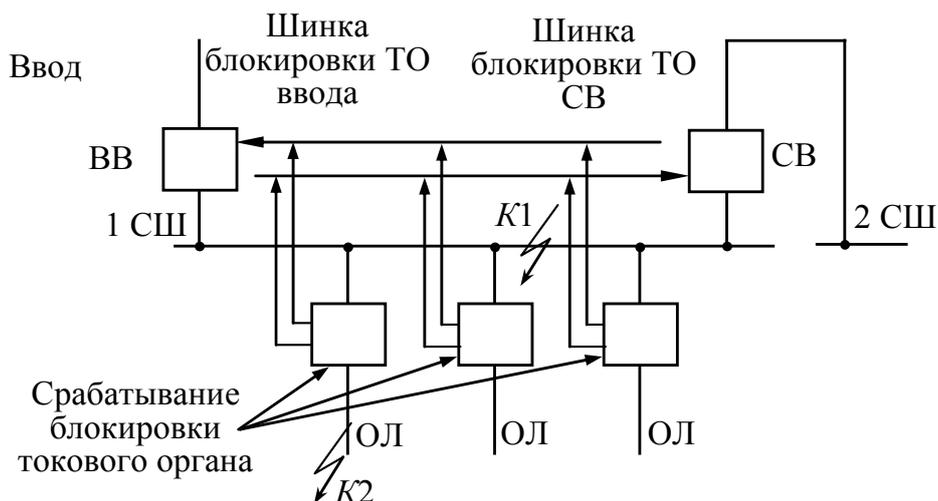


Рис. 5.2. Принцип действия логической защиты шин

При КЗ на шинах защиты секционного или вводного выключателей без замедления отключат повреждение при условии, если не запустилась защита ни на одной из отходящих линий. Пуск защиты на какой-либо отходящей линии свидетельствует о внешнем, по отношению к шинам, замыкании. Устройства защиты отходящих линий снабжены мгновенным токовым контактом. Этот мгновенный токовый контакт служит для блокировки токовой отсечки ввода и секционного выключателя.

Принцип действия токовой логической защиты шин показан на рис. 5.2. Токовые блокирующие органы ЛЗШ выводятся от каждого фидера на шинки блокировки ЛЗШ и поступают на дискретный вход защиты вводного (ВВ) и секционного (СВ) выключателей. При КЗ в точке К2 срабатывают защита отходящей линии и в защиту ввода и секционного выключателя (при питании секции от СВ) подается блокирующий сигнал, выводящий из действия отсечку ввода и секционного выключателя. При КЗ в точке К1, т. е. на шинах, ток КЗ не протекает ни в одной из защит отходящих линий, поэтому отсечка не блокируется и она работает на отключение питающего ввода или секционного выключателя без выдержки времени.

**5.2.5. Логическая селективность.** Принцип логической селективности может быть реализован на цифровых реле. Цифровые реле должны быть объединены линией связи – опτικο-волоконной или телефонной (через модем) с целью передачи (приема) информации на центральный диспетчерский пункт в системе АСУ ТП. Эта связь позволяет передавать и принимать сигналы логического ожидания от одного к другому реле, размещенных на разных объектах (рис. 5.3).

В каждом цифровом реле АК1, АК2, АК3, АК4 используется отдельная ступень токовой защиты, имеющая такую же уставку по току срабатывания, как и самая чувствительная ступень МТЗ. Время срабатывания этой отдельной ступени примерно равно 0,2 с, т. е. она является быстродействующей как токовая отсечка. Однако данная ступень может быть заблокирована сигналом логического ожидания (ЛО), переданного по каналу связи от реле предыдущей защиты.

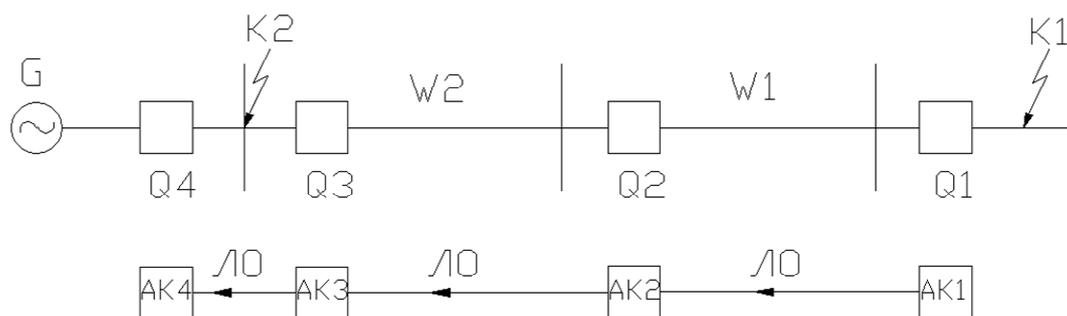


Рис. 5.3. Принцип действия логической селективности в радиальной сети

Рассмотрим принцип действия логической селективности на примере защиты радиальной сети (рис. 5.3). Когда КЗ происходит в радиальной сети, ток КЗ протекает по цепи от источника питания до точки КЗ. Например, при КЗ в точке К1 срабатывают пусковые органы предыдущей АК1 и последующих АК2, АК3, АК4 защит. Реле АК1 передает на все последующие защиты АК2, АК3 и АК4 сигнал логического ожидания и быстродействующие их ступени блокируются. Но МТЗ с временной селективностью остаются в работе. В данном примере без выдержки времени сработает реле АК1 и отключит КЗ в точке К1. При КЗ в точке К2 предыдущие реле АК1, АК2 и АК3 не срабатывают, поскольку через них ток КЗ не проходит. Реле АК4 не получает сигнал ЛО и поэтому отключит КЗ без замедления.

Таким образом, функция логической селективности, в отличие от обычной МТЗ, обеспечивает селективность без накопления выдержек времени на головных элементах. Основное требование логической селективности – необходимость иметь надежные линии связи ЛО.

**5.2.6. Дуговая защита.** Комплектные распределительные устройства (КРУ или КРУН) напряжением 6–35 кВ внутренней и наружной установки являются одним из наиболее массовых элементов подстанций распределительных электрических сетей, основным достоинством которых являются малые габаритные размеры, высокая степень готовности к монтажу и наладке.

Последствия дугового КЗ или замыкания на землю в распределительных устройствах напряжением 6–35 кВ могут быть очень тяжелыми. Дуговой разряд способен вывести из строя оборудование и вызвать продолжительные и дорогостоящие простои. Кроме того, электрическая дуга может нанести тяжелые травмы персоналу.

Причинами возникновения дуги могут быть: повреждение и старение изоляции, неисправность оборудования, неправильные соединения шин или кабелей, перенапряжения, коррозия, загрязнение, влага, а также ошибки персонала.

При обнаружении и минимизации последствий дугового разряда ключевым фактором является время. Дуговой разряд в течение 500 мс может привести к полному выгоранию ячейки. При длительности дугового разряда менее 100 мс повреждения часто имеют меньший масштаб, а если дуга устраняется меньше чем за 35 мс, повреждения почти незаметны.

Наибольшие разрушения ячеек КРУ происходят в результате дуговых замыканий в самих ячейках или на сборных шинах. Для предотвращения разрушения ячеек (а в некоторых случаях и всего КРУ) необходимо использовать дуговую защиту. В ПТЭ применение быстродействующей защиты от дуговых КЗ внутри шкафов КРУ 6–10 кВ является обязательным.

Устройство дуговой защиты обнаруживает дугу в распределительном устройстве и измеряет ток повреждения, возникший вследствие дугового замыкания. При обнаружении повреждения реле дуговой защиты без выдержки времени отключает выключатель. Устройства дуговой защиты действуют на отключение намного быстрее МТЗ и ТО и, таким образом, повреждения оборудования вследствие возникновения дуги могут быть уменьшены.

Принцип действия устройств дуговой защиты заключается в том, что датчики отправляют сигнал на микропроцессор дуговой защиты. По принципу действия датчиков дуги различают применение выхлопных клапанов, фототиристоров, волоконно-оптических датчиков.

Существуют два основных вида дуговых защит:

– механическая, которая настраивается на увеличение давления внутри объема ячейки в результате горения дуги;

– электронная, которая настраивается на световой поток, появляющийся в момент возникновения дугового замыкания – фототиристорная или оптоволоконная (ВОД).

Для исключения ложных срабатываний дуговая защита может быть выполнена с контролем тока КЗ или снижения напряжения.

*Дуговая защита с помощью дугоуловителей и клапанов разгрузки.* Для защиты отсека сборных шин по торцам секции КРУ устанавливаются дугоуловители (ДУ). При возникновении КЗ в отсеке сборных шин шкафа дуга перемещается (не оставляя никаких следов) по сборным шинам в сторону от источника питания. Добравшись до торцевого шкафа секции, дуга попадает в дугоуловитель. На крыше ДУ установлен разгрузочный клапан с концевым выключателем. Клапан под действием избыточного давления газов, образующихся при горении электрической дуги, отбрасывается, – срабатывает концевой выключатель, выдавая сигнал на отключение вводного выключателя. Клапанная дуговая защита, как механическое устройство, реагирует не на дугу, а на последствия дуги, и будет работать при достижении давления газов, достаточного для срабатывания, поэтому имеет определенные недостатки, – в частности недостаточную чувствительность и значительное время срабатывания.

*Дуговая защита на фототиристорах.* В области быстродействующих защит от повреждений применяются защиты, использующие принцип контроля светового потока. В качестве оптических датчиков применяются фототиристоры. Фототиристор – это тиристор, перевод которого в состояние с высокой проводимостью осуществляется световым воздействием.

В ячейке КРУ фототиристоры дуговой защиты устанавливаются по два на одном кронштейне в линейном (кабельном) отсеке, отсеке выключателя (трансформатора напряжения и т. д.) и в отсеке сборных шин в зависимости от применяемой конструкции КРУ. Фототиристоры устанавливаются таким образом, чтобы ими просматривался защищаемый отсек. Действие фототиристоров кабельного отсека, отсека выключателя осуществляется на отключение собственного выключателя. При возникновении КЗ в отсеке сборных шин через фототиристоры по шинкам дуговой защиты подают сигнал на отключение вводного или секционного выключателя.

*Дуговая защита на основе волоконно-оптических датчиков.* Волоконно-оптические датчики устанавливаются в отсеках высоковольтных шкафов, имеют круговую диаграмму направленности, фиксируют световую вспышку от электрической дуги и передают ее по оптическому волокну в блок детектирования света устройства.

Функциональные и эксплуатационные возможности дуговой защиты:

- оптоволоконный датчик для обнаружения электрической дуги;

– два быстродействующих полупроводниковых отключающих контакта;

– срабатывание по факту наличия только светового сигнала или в сочетании с быстродействующей функцией максимального тока;

– полное время срабатывания менее 2,5 мс;

– самоконтроль оптоволоконного датчика.

Рекомендации при монтаже дуговой защиты. Дуговая защита должна надежно не срабатывать при попадании прямых лучей солнечного света или при зажигании ламп накаливания мощностью 50 Вт на расстоянии больше 10 мм. Пуск дуговой защиты может разрешаться (блокироваться) посторонними факторами (током, напряжением и т. д.), для чего используется контакт блокирующего элемента.

На рис. 5.4 приведен пример расположения дуговой защиты на подстанции, имеющей на стороне 6–35 кВ две секции, которые соединены друг с другом секционным выключателем. С целью минимизации аппаратных затрат на выполнение защиты, обеспечения требуемой надежности питания и быстродействия КРУ условно разделено на несколько зон, при КЗ в которых воздействие защиты одинаково. Зона 1 представляет собой ячейку вводного выключателя; зона 2 – зона сборных шин; зона 3 – секционный выключатель; зона 5 – секционный разъединитель; зоны 5, 6 – отсеки высоковольтного выключателя линейной ячейки, трансформаторов тока и кабельной разделки. При повреждении в зоне 1 требуется воздействие на выключатель трансформатора. При КЗ в зоне 2 достаточно воздействия на вводной  $Q1$  и секционный  $Q2$  выключатели. Ликвидация КЗ в ячейке секционного выключателя (зона 3) требует отключения вводных выключателей двух вводов, а при КЗ в зоне 5, т. е. в ячейке секционного разъединителя, достаточно ограничиться отключением секционного выключателя и ближайшего к месту повреждения вводного выключателя. Отключение КЗ в отсеке линейного выключателя (зона 5) зависит от типа данного коммутационного аппарата.

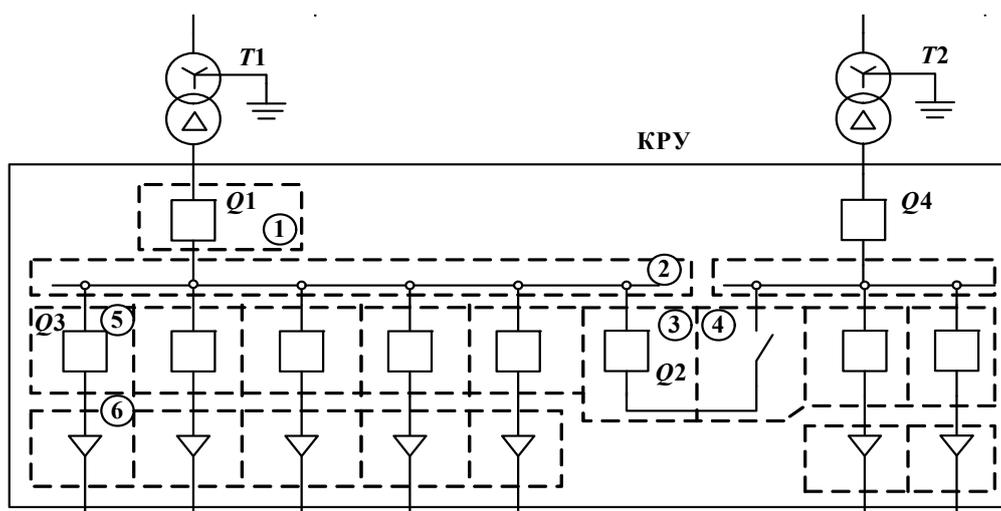


Рис. 5.4. Варианты разделения КРУ на зоны установки оптических датчиков

При использовании маломасляных выключателей их отключение в этом случае нецелесообразно из-за возможного взрыва воздушно-водородной смеси газов и логика действия при этом аналогична логике ликвидации повреждения в зоне 2. При использовании вакуумных выключателей возможно воздействие на него при КЗ в зоне 5. Воздействие защиты при КЗ в зоне 5 также зависит от конструктивного исполнения ячейки. В случае наличия оптической связи зон 5 и 6 практически не представляется возможным из-за многократных отражений светового потока селективное выявление поврежденного отсека, т. е. предлагается воздействие на вводной и секционный выключатель. В противном же случае, когда отсутствует возможность попадания светового потока из одного отсека в другой, с целью минимизации объема повреждения предлагается отключение линейного выключателя  $Q3$ .

**5.2.7. Ускорение максимальной токовой защиты при включении выключателя.** В цифровых реле предусматривается ускорение МТЗ. Ускорение имеет одну выдержку времени 0,5 с и вводится на время 1,0 с. Согласно [1] защита ускоряется, если выдержка времени МТЗ превышает 1,0 с. Каких-либо дополнительных расчетов для обоснования возможности ввода ускорения не требуется. Выдержка 0,5 с обеспечивает отстройку ускоряемой ступени от всех переходных процессов. Достаточным временем использования данной функции для определения включения на КЗ можно считать 1,0 с.

Ускорение применяют на подстанциях для МТЗ секционного и вводного выключателей. Оно работает при первом включении вы-

ключателя на КЗ, например, когда на шинах подстанции забывают снять заземление после проведения ремонтных работ.

Частным случаем ускорения защиты является ускорение до АПВ. Суть ускорения до АПВ в том, что при КЗ на смежной линии оно сначала неселективно отключается предыдущей защитой по цепи ускорения (с меньшей выдержкой времени), а затем включается от АПВ. Если КЗ не устранилось, то после АПВ защита переключается на селективную (большую) выдержку времени и в дальнейшем повреждение селективно отключается защитой, ближайшей к месту повреждения.

### **5.3. Условия согласования токовых защит по току и по времени**

Для расчета уставок токовых защит по току и по времени необходимо знать погрешность и разброс уставок применяемых реле.

Погрешностью срабатывания реле, которая выражается в процентах, считается отношение наибольшей разности между измеренной величиной и уставкой по шкале к уставке на шкале.

Разбросом срабатывания реле считается отношение наибольшей разности между измеренными величинами срабатывания к половине суммы этих величин. Разброс выражается в процентах или в именованных величинах.

Погрешность по току срабатывания максимальных реле косвенного действия должна быть не более  $\pm 5\%$ , а разброс – не более  $\pm 5\%$  для мгновенных реле и реле с зависимой характеристикой всех типов. Погрешность по току срабатывания отсечки, встроенной в зависимые реле, должна быть не более  $\pm 30\%$ , разброс – не более  $\pm 15\%$ .

Для реле времени с часовым механизмом (серия РВ) разброс дается как разность между максимальным и минимальным измеренным временем при 10 измерениях и составляет от 0,05 до 0,5 с.

Для практических расчетов уставок основную роль играет разброс реле по току или напряжению срабатывания и по времени. Во многих случаях приходится учитывать и погрешности измерительных трансформаторов, особенно в распределительных сетях, где часто применяются ТТ малой мощности.

Кроме этого необходимо учитывать ошибки при измерении токов срабатывания, зависящие от класса точности применяемых приборов, условий измерений и индивидуальных качеств проверяющего. Рекомендуется для настройки защит применять приборы класса точности не менее 0,5.

Для практических расчетов все указанные выше отклонения действительных токов срабатывания реле от расчетных учитываются коэффициентом надежности  $K_n$ , показывающим, насколько ток срабатывания защиты, установленной ближе к источнику питания, должен быть больше тока срабатывания защиты, установленной ближе к месту КЗ.

Для определения  $K_n$  принимаются самые тяжелые условия, когда ток срабатывания защиты  $I_{сз1}$ , стоящей ближе к месту КЗ, уменьшается, а ток срабатывания защиты  $I_{сз2}$ , стоящей ближе к источнику питания, увеличивается.

$$I_{сз2} = 1,2I_{сз1}. \quad (5.1)$$

Для согласования между собой цифровых защит рекомендуется принимать коэффициент

$$K_n = 1,1. \quad (5.2)$$

Для реле со ступенчатой регулировкой тока срабатывания величина  $K_n$  принимается

$$I_{сз2} = 1,5I_{сз1}. \quad (5.3)$$

Согласование последовательно включенных защит по времени производится по уравнению

$$t_{ср.б} = t_{ср.м} + t_{о.м} + t_{р.б} + t_{р.м} + t_{и} + t_{зап}, \quad (5.4)$$

где  $t_{ср.б}$  и  $t_{ср.м}$  – значения времени срабатывания защит с большим и меньшим временем срабатывания;  $t_{о.м}$  – полное время отключения КЗ выключателем от подачи оперативного тока в электромагнит отключения до окончания гашения дуги с учетом разброса по времени в  $\pm 10\%$ ;  $t_{р.б}$  и  $t_{р.м}$  – время разброса по времени защит с большим и меньшим временем срабатывания;  $t_{и}$  – время инерционного выбега реле, равное времени, в течение которого реле может замкнуть свои контакты после прекращения тока в его обмотке (учитывается только для индукционных реле);  $t_{зап}$  – время запаса.

Степень селективности  $\Delta t$  – это минимально возможная разница между временами срабатывания смежных защит, учитывающая точность работы реле. Для защит, выполненных на электромеханической базе, степень селективности  $\Delta t$  составляет 0,5–0,7 с. Микроэлектронные и микропроцессорные защиты позволяют обеспечить степень селективности, равную 0,2–0,3 с. Разница между временами срабатывания смежных защит  $\Delta t$  равна

$$\Delta t = t_{\text{ср.б}} - t_{\text{ср.м}} = t_{\text{о.м}} + t_{\text{р.б}} + t_{\text{р.м}} + t_{\text{и}} + t_{\text{зап}}. \quad (5.5)$$

Для защит с электромагнитными реле времени типа РВ и шкалой до 3,5 с

$$\Delta t = t_{\text{о.м}} + t_{\text{р.б}} + t_{\text{р.м}} + t_{\text{и}} + t_{\text{зап}} = 0,15 + 0,12 + 0,12 + 0 + 0,1 = 0,49 \text{ с},$$

т. е. примерно  $\Delta t = 0,5 \text{ с}$ .

Если защита с меньшим временем срабатывания не имеет реле времени, то ступень по времени  $\Delta t$  снижается до 0,4 с.

Для защит с реле с зависимыми характеристиками, шкалой времени до 9 с и небольших уставках порядка 0,7–1,5 с получим

$$\Delta t = t_{\text{о.м}} + t_{\text{р.б}} + t_{\text{р.м}} + t_{\text{зап}} = 0,15 + 0,1 + 0,1 + 0,1 = 0,5 \text{ с}.$$

Для защит с цифровыми реле и вакуумными или элегазовыми выключателями

$$\Delta t = t_{\text{о.м}} + t_{\text{р.б}} + t_{\text{зап}} = 0,03 + 0,025 + 0,1 = 0,155 \text{ с},$$

т. е. примерно  $\Delta t = 0,2 \text{ с}$ .

Для защит с цифровыми реле предыдущего и последующего комплектов защит с зависимыми или независимыми характеристиками ступень селективности по времени принимается  $\Delta t = 0,2 \text{ с}$ , а при согласовании времени срабатывания цифровых защит с другими защитами ступень селективности по времени принимается  $\Delta t = 0,3 \text{ с}$ .

Необходимо помнить, что выдержка времени защиты всегда задается на выходе полной схемы защиты от момента возникновения КЗ до замыкания цепи электромагнита отключения.

## 5.4. Расчет уставок максимальных токовых защит от междуфазных коротких замыканий

**5.4.1. Расчет уставок ступенчатых токовых защит** рекомендуется начинать с наиболее чувствительной ступени, т. е. с МТЗ.

Расчет тока срабатывания МТЗ производится и проверяется по трем условиям:

1. *Несрабатывание защиты АК2 при сверхтоках после аварийных перегрузок*, т. е. после отключения КЗ на предыдущем элементе (рис. 5.5). По этому условию ток срабатывания МТЗ выбирается по выражению

$$I_{с.з} \geq \frac{K_H}{K_B} K_{с.зап} I_{раб.макс} \quad (5.6)$$

где  $K_H$  – коэффициент надежности несрабатывания защиты, учитывающий погрешность и необходимый запас. Коэффициент надежности при расчетах принимается: для цифровых реле  $K_H = 1,1$ ; для реле РТ-40, РТ-80 и РСТ –  $K_H = 1,2$ ;  $K_B$  – коэффициент возврата максимальных реле тока. Коэффициент возврата при расчетах принимается: для цифровых реле  $K_B = 0,95–0,96$ ; для реле РСТ –  $K_B = 0,9$ ; для реле РТ-40, РТ-80 –  $K_B = 0,8$ ;  $K_{с.зап}$  – коэффициент самозапуска нагрузки, отражающий увеличение рабочего тока  $I_{раб.макс}$  за счет одновременного пуска электродвигателей, которые затормозились при снижении напряжения во время КЗ. Для общепромышленной нагрузки  $K_{с.зап}$  принимается равным 1,8–2,5, для бытовой нагрузки принимается  $K_{с.зап} = 1,1–1,3$ , а для сельскохозяйственных потребителей принимается  $K_{с.зап} = 1,1–1,15$ .

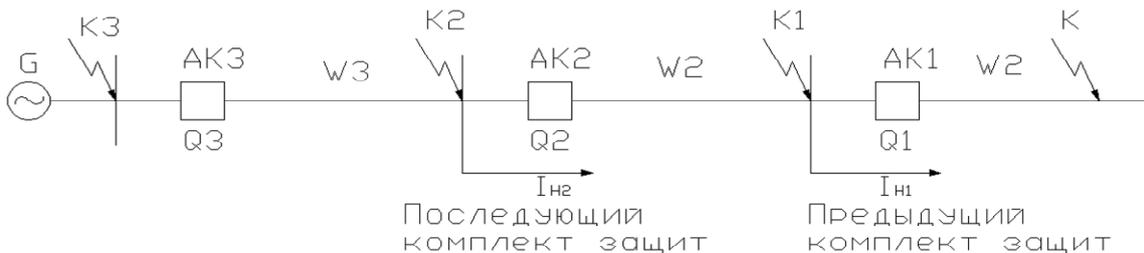


Рис. 5.5. Расчетная схема для выбора уставок максимальных токовых защит

Максимальные значения коэффициента самозапуска при значительной доле электродвигательной нагрузки определяются расчетом для конкретных условий, но обязательно при наиболее тяжелом условии пуска полностью заторможенных электродвигателей, имея в виду, что к моменту самозапуска сопротивление двигателя считается равным сверхпереходному сопротивлению заторможенного двигателя.

При наличии высоковольтных двигателей 6(10) кВ значение  $K_{с.зап}$  определяется расчетом. В этом случае необходимо учитывать пусковые токи электрических двигателей. Если подстанция не оборудована специальными устройствами, обеспечивающими групповой или поочередный самозапуск двигателей при кратковременной потере питания, то за максимальную нагрузку с учетом коэффициента  $K_{с.зап}$  принимается режим пуска одного электрического двигателя при максимальном (реально возможном) количестве включенных присоединений

$$K_{\text{с.зап}} I_{\text{раб.макс}} = \frac{U_{\text{НН}}}{\sqrt{3}(x_{\text{нагр.сум}} + x_{\text{экв}})}, \quad (5.7)$$

где  $x_{\text{экв}} = \frac{x''d \cdot kx_{\text{нагр.сум}}}{x''d + kx_{\text{нагр.сум}}}$ ;  $x_{\text{НН.мин}}$  – минимальное сопротивление источ-

ника питания (система плюс трансформатор), приведенное к шинам стороны НН;  $x_{\text{экв}}$  – эквивалентное сопротивление заторможенного двигателя с сопротивлением  $x''d$  и суммарной нагрузки, присоединенной с сопротивлением  $x_{\text{нагр.сум}}$ ;  $k$  – коэффициент увеличения тока нагрузки за счет провала напряжения, вызванного пуском электрических двигателей, который принимается равным 0,8–0,9.

Максимальное значение рабочего тока защищаемого элемента  $I_{\text{раб.макс}}$  определяется с учетом его допустимой перегрузки. Например, для масляных трансформаторов с первичным напряжением 6(10) кВ мощностью до 630 кВ · А допускается перегрузка до 1,6–1,8 номинального тока, для сухих трансформаторов допускается перегрузка до 1,25 номинального тока, для трансформаторов с первичным напряжением 110 кВ до 1,4–1,6. Если максимальное значение рабочего тока нагрузки не известно, то его можно принять равным длительно допустимому току кабельной или воздушной линии, питающей эту нагрузку.

2. По второму условию согласования чувствительности защит последующего (защищаемого) и предыдущего элементов (рис. 5.5) ток срабатывания последующей защиты выбирается по выражению

$$I_{\text{с.з.посл}} \geq K_{\text{н.с}} (I_{\text{с.з.пред}} + \sum I'_{\text{раб.макс}}), \quad (5.8)$$

где  $K_{\text{н.с}}$  – коэффициент надежности согласования, значение которого зависит от типа пусковых реле и принимается равным 1,1 при согласовании защит с микропроцессорными реле, а при реле типа РТ-40, РСТ, РТ-80 и т. п.  $K_{\text{н.с}}$  принимается равным 1,2;  $I_{\text{с.з.пред}}$  – наибольшее значение тока срабатывания МТЗ предыдущих элементов, с которыми производится согласование;  $\sum I'_{\text{раб.макс}}$  – геометрическая сумма максимальных значений рабочих токов всех предыдущих элементов, за исключением тех, с защитами которых производится согласование. При примерно однородной нагрузке допустимо арифметическое сложение вместо геометрического, что создает некоторый расчетный запас.

За расчетный ток срабатывания МТЗ принимается значение наибольшего тока из условий (5.6) и (5.8).

Таким образом, уставка по току МТЗ предыдущего элемента должна всегда быть больше уставки МТЗ последующего элемента, что частично обеспечивает так называемую токовую селективность, имея в виду разные токи срабатывания защит.

3. *Обеспечение достаточной чувствительности при КЗ в конце защищаемого элемента* (основная зона) и в конце каждого из предыдущих элементов (зона дальнего резервирования).

Для выполнения этого условия необходимо знать значение минимальных токов КЗ в конце защищаемого элемента, например,  $I_{к2}$  и в конце зоны резервирования  $I_{к1}$ . Определение коэффициентов чувствительности защиты, например, АКЗ (см. рис. 5.5) производится по выражениям:

$$K_{ч.о} = I_{к2.мин} / I_{с.з3}; \quad K_{ч.р} = I_{к1.мин} / I_{с.з3}, \quad (5.9)$$

где  $K_{ч.о}, K_{ч.р}$  – коэффициенты чувствительности защиты соответственно в основной и резервной зонах;  $I_{к1.мин}, I_{к2.мин}$  – минимальные (обычно двухфазные) токи КЗ. При определении значения этих токов необходимо учитывать вид и место КЗ, а также возможные минимальные режимы работы питающей энергосистемы, при которых токи КЗ имеют наименьшие значения.

Минимальные значения коэффициента чувствительности защит должны быть не менее значений, требуемых [1]. Для МТЗ они должны быть не менее 1,5 при КЗ в основной зоне защиты и не менее 1,2 при КЗ в зонах дальнего резервирования, т. е. на предыдущих (нижестоящих) элементах.

После выполнения трех вышеназванных условий определяется ток срабатывания реле (вторичный)  $I_{с.р}$ , который устанавливается на реле. Значение этого тока в общем случае рассчитывается по выражению

$$I_{с.р} = I_{с.з} K_{с.х} / K_I, \quad (5.10)$$

где  $I_{с.з}$  – ток срабатывания защиты (первичный);  $K_I$  – коэффициент трансформации ТТ;  $K_{с.х}$  – коэффициент схемы соединения вторичных обмоток трансформаторов тока и реле. При применении схемы полной или неполной звезды  $K_{с.х} = 1$ , при применении схемы на разность токов двух фаз  $K_{с.х} = \sqrt{3}$ .

По значению  $I_{с.р}$  выбирают тип электромеханического реле РТ-40 или РСТ в зависимости от пределов регулирования уставок (приложение 8, табл. П.8.4 или П.8.5) или цифровое реле.

Следует отметить, что в некоторых типах цифровых реле, например Seram 2000, уставка выставляется в первичных токах, а коэффициент трансформации ТТ заранее заносится в память реле. Коэффициент схемы  $K_{с.х}$  при использовании цифровых реле равен единице, так как трансформаторы тока на входе реле всегда включаются в полную или неполную звезду.

*Выбор времени срабатывания МТЗ.* Выдержка времени МТЗ вводится для замедления действия защиты с целью обеспечения временной селективности действия защиты последующего элемента. Для этого время срабатывания защиты последующей линии выбирается большей времени срабатывания защиты предыдущей линии

$$t_{с.з.посл} = t_{с.з.пред} + \Delta t, \text{ с}, \quad (5.11)$$

где  $\Delta t$  – ступень селективности, с.

Величина  $\Delta t$  определяется по выражению (5.5) и состоит из следующих слагаемых: времени отключения выключателя  $t_{в.о} = (0,05–0,1 \text{ с})$ ,  $t_{р.з}$  – времени действия релейной защиты принимается для цифровых реле  $t_{р.з} = 0,025–0,05 \text{ с}$ ; для реле РТ-40, РСТ –  $t_{р.з} = 0,1 \text{ с}$ ; погрешности по времени последующей и предыдущей защит (3–5 %) и необходимого запаса (0,05–0,1 с).

Основным недостатком МТЗ является накопление выдержек времени, особенно существенное для головных элементов в многоступенчатых электрических сетях. При приближении точки КЗ к источнику питания значения токов КЗ увеличиваются. Например, при КЗ в точке К (см. рис. 5.5) защита АК1 отключит повреждение за минимальное время, а защиты АК2 и АК3 не будут работать, так как они имеют большую выдержку времени, чем защита АК1. Для преодоления этого недостатка используются цифровые устройства защиты, позволяющие снизить ступени селективности до  $\Delta t = 0,2 \text{ с}$  при условии, что на смежных линиях используются такие же цифровые защиты и однотипные вакуумные или элегазовые выключатели. Если согласование идет между цифровыми и электромеханическими защитами, то принимается  $\Delta t = 0,3–0,4 \text{ с}$ . При согласовании времятоковых характеристик МР с характеристиками предохранителей рекомендуется принимать ступень селективности 0,3 с. Для защит с индукционными реле, имеющими зависимую характеристику времени срабатывания (РТ-80, РТ-90), принимается  $\Delta t = 0,5 \text{ с}$ .

В ряде случаев существенное снижение времени отключения КЗ достигается путем использования токовых защит с зависимыми от то-

ка характеристиками. При одном и том же значении тока КЗ, проходящего через две смежные защиты с разными токами срабатывания, эти защиты имеют различное время срабатывания по причине разной кратности тока в их измерительных органах.

Использование зависимых характеристик реле позволяет лучше согласовать время действия последующей релейной защиты с предыдущими защитами, имеющими также зависимую характеристику.

**Пример 5.1.** Выбрать параметры срабатывания МТЗ (АК1, АК2, АК3 с независимыми характеристиками срабатывания) (рис. 5.6) и определить коэффициент чувствительности каждого комплекта защит (защиты выполнены на базе реле РТ-40). При расчете принять  $K_{с.зап} = 2,2$ .

**Решение**

1. Расчет уставок защит АК1.

Ток срабатывания МТЗ1 производим по формуле (5.5):

$$I_{с.31} = \frac{K_H K_{с.зап}}{K_B} I_{H1\max} = \frac{1,2 \cdot 2,2}{0,8} \cdot 300 = 990 \text{ А.}$$

Принимаем время срабатывания МТЗ для АК1 равным  $t_{с.3} = 0,1 \text{ с.}$

2. Расчет уставок защит АК2.

Ток срабатывания МТЗ2 производим по формуле (5.8):

$$I_{с.32} = K_{зап} I_{с.31} = 1,2 \cdot 990 = 1188 \text{ А,}$$

где принимаем  $K_{зап} = 1,2$ .

Время срабатывания МТЗ2 будет равно по формуле (5.11):

$$t_{с.32} = t_{с.31} + \Delta t = 0,1 + 0,5 = 0,6 \text{ с.}$$

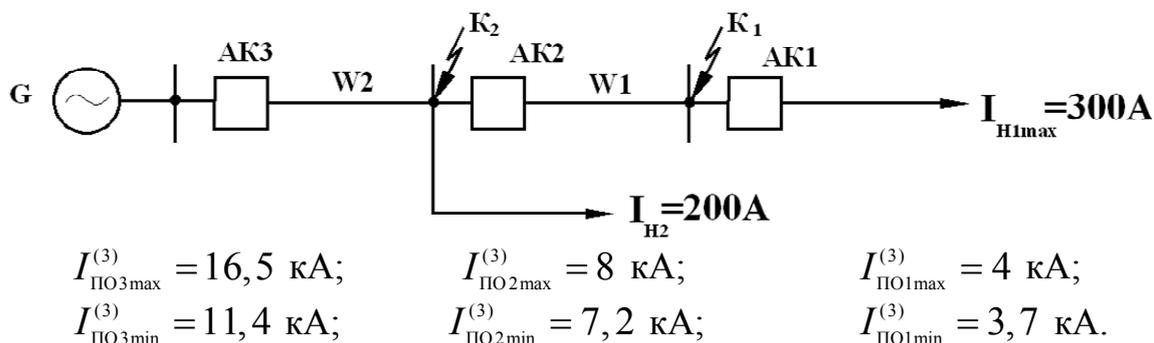


Рис. 5.6. Расчетная схема к примеру 5.1

Определяем коэффициент чувствительности МТЗ2 по формуле (5.9):

$$K_{\text{ч}} = \frac{0,87I_{\text{ПО1мин}}^{(3)}}{I_{\text{с.32}}} = \frac{0,87 \cdot 3700}{1188} = 2,71.$$

Коэффициент  $K_{\text{ч}}$  по допустимому условию ( $K_{\text{ч}} \geq 1,5$ ) соответствует требованиям [1].

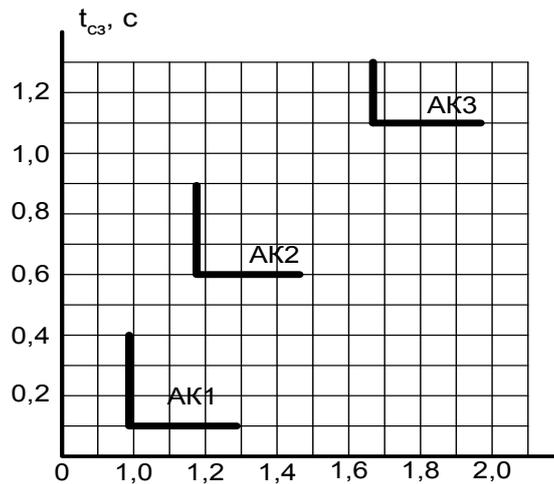


Рис. 5.7. Карта селективности к примеру 5.1

### 3. Расчет уставок защит АК3

Ток срабатывания МТЗ3 производим по формулам (5.5) и (5.8).

1-е условие:

$$I_{\text{с.33}} = \frac{K_{\text{н}} K_{\text{с.зап}}}{K_{\text{в}}} (I_{\text{н1макс}} + I_{\text{н2}}) = \frac{1,2 \cdot 2,2}{0,8} \cdot (300 + 200) = 1650 \text{ А};$$

2-е условие:

$$I_{\text{с.33}} = K_{\text{н}} (I_{\text{с.3АК2}} + I_{\text{н2}}) = 1,2 \cdot (1188 + 200) = 1665,6 \text{ А}.$$

Принимаем большее значение тока срабатывания защиты по 1-му и 2-му условиям, т. е.  $I_{\text{с.33}} = 1665,6 \text{ А}$ .

Время срабатывания АК3 по формуле (5.11) равно

$$t_{\text{с.33}} = t_{\text{с.32}} + \Delta t = 0,6 + 0,5 = 1,1 \text{ с}.$$

Построение карты селективности для МТЗ с независимой характеристикой срабатывания показано на рис. 5.7.

**5.4.2. Расчет уставок МТЗ с пуском по напряжению.** Принцип действия МТЗ с пуском по напряжению основывается на том, что в

режиме КЗ в месте установки МТЗ происходит снижение напряжения. Поэтому, используя пусковой орган по напряжению, можно отличать режим КЗ от перегрузки и самозапуска.

Используя электромеханические или электронные реле напряжения или функцию блокировки ступени МТЗ от сигнала на дискретном входе в цифровые реле, можно реализовать МТЗ с пуском по напряжению. Уставка по току срабатывания такой защиты выбирается из условия отстройки от максимального тока нормального режима без учета тока самозапуска двигателей

$$I_{с.з} = \frac{K_H}{K_B} I_{раб.макс} \quad (5.12)$$

Защита не должна действовать при минимальном уровне рабочего напряжения и, сработав при внешнем КЗ, реле должно разомкнуть свои контакты после отключения поврежденного участка. Величина этого напряжения определяется по формуле

$$U_{с.з} = \frac{U_{раб.мин}}{K_H K_B}, \quad (5.13)$$

где  $U_{раб.мин}$  – минимальное рабочее напряжение;  $K_H$  – коэффициент надежности, принимаемый  $K_H = 1,1-1,2$ ;  $K_B$  – коэффициент возврата реле минимального напряжения,  $K_B = 1,20-1,25$ .

**Пример 5.2.** Выбрать параметры срабатывания МТЗ (АК1, АК2, АК3 с независимыми характеристиками срабатывания) (рис. 5.8) и определить коэффициент чувствительности каждого комплекта защит (защиты выполнены на базе реле РТ-40). При расчете принять  $K_{с.зап} = 2,2$ .

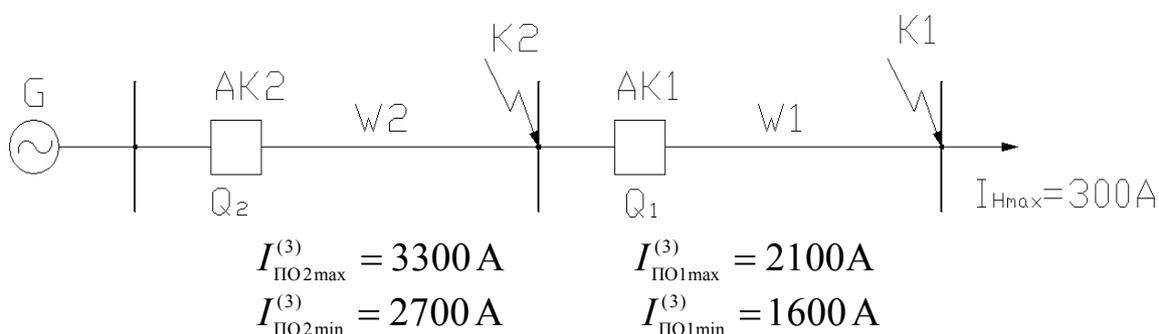


Рис. 5.8. Расчетная схема к примеру 5.2

### Решение

1. Расчет уставок защит АК1 (без пуска по напряжению).

Ток срабатывания МТЗ1 производим по формуле (5.6):

$$I_{сз1} = \frac{K_H K_{с.зап}}{K_B} I_{н1макс} = \frac{1,2 \cdot 2,2}{0,8} \cdot 300 = 990 \text{ А.}$$

Принимаем время срабатывания АК1 равным  $t_{с.з} = 0,1 \text{ с.}$

Определяем коэффициент чувствительности АК1 по формуле (5.9):

$$K_{\text{ч}} = \frac{0,87 \cdot I_{кз1мин}^{(3)}}{I_{с.з2}} = \frac{0,87 \cdot 1600}{990} = 1,406.$$

Коэффициент  $K_{\text{ч}}$  по допустимому условию ( $K_{\text{ч}} \geq 1,5$ ) не соответствует требованиям [1].

2. Произведем расчет уставок МТЗ АК1 с пуском по напряжению.

Ток срабатывания АК1 производим по формуле (5.12):

$$I_{с.з} = \frac{K_H}{K_B} I_{\text{раб.макс}} = \frac{1,2}{0,8} \cdot 300 = 450 \text{ А.}$$

Определяем коэффициент чувствительности АК1 по формуле (5.9):

$$K_{\text{ч}} = \frac{0,87 \cdot I_{кз1мин}^{(3)}}{I_{с.з2}} = \frac{0,87 \cdot 1600}{450} = 3,09.$$

Коэффициент  $K_{\text{ч}}$  по допустимому условию ( $K_{\text{ч}} \geq 1,5$ ) соответствует требованиям [1].

Определим уставку реле минимального напряжения по формуле (5.13):

$$U_{с.з} = \frac{U_{\text{раб.мин}}}{K_H K_B} = \frac{10}{1,2 \cdot 1,25} = 6,67 \text{ кВ.}$$

3. Расчет уставок защиты АК2.

Ток срабатывания МТЗ2 производим по формуле (5.8):

$$I_{с.з2} = K_{\text{зап}} I_{с.з1} = 1,2 \cdot 990 = 1188 \text{ А,}$$

где принимаем  $K_{\text{зап}} = 1,2$ .

Время срабатывания АК2 будет равно (5.11):

$$t_{с.з2} = t_{с.з1} + \Delta t = 0,1 + 0,5 = 0,6 \text{ с.}$$

Определяем коэффициент чувствительности АК2 по формуле (5.9):

$$K_{\text{ч}} = \frac{0,87 \cdot I_{\text{кз2мин}}^{(3)}}{I_{\text{с.32}}} = \frac{0,87 \cdot 2700}{1188} = 1,98.$$

Коэффициент  $K_{\text{ч}}$  по допустимому условию ( $K_{\text{ч}} \geq 1,5$ ) соответствует требованиям [1].

**5.4.3. Принципиальные схемы максимальной токовой защиты.** Для осуществления измерительной части токовой защиты можно использовать любую схему соединения измерительных трансформаторов тока и вторичных измерительных органов (реле). Выбор схемы определяется назначением защиты и предъявляемыми к ней требованиями. Измерительная часть у всех ступеней одинакова, поэтому если защита содержит несколько ступеней, то их измерительные органы соединяются между собой последовательно. При наличии отдельного органа выдержки времени логическая часть второй ступени и логическая часть третьей ступени защиты тоже одинаковы. В этом случае одна и та же схема защиты может быть использована как для выполнения ТО с выдержкой времени, так и для выполнения МТЗ. В системах электроснабжения часто используют комбинированное реле РТ-80 или аналогичные полупроводниковые реле, которые позволяют выполнить токовую защиту двухступенчатой.

В системах электроснабжения с изолированной нейтралью токовые защиты от междуфазных КЗ обычно выполняют по двухфазным двухрелейным или трехрелейным схемам. Рассмотрим некоторые из них. Схема МТЗ с независимой выдержкой времени на постоянном оперативном токе, выполненная по схеме неполной звезды, приведена на рис. 5.9, а. Два трансформатора тока ТАА и ТАС установлены в фазах А и С за выключателем Q. Исходя из требований техники безопасности, вторичные обмотки трансформаторов тока заземляются. Измерительный орган защиты выполнен двумя максимальными реле тока КАА, КАС, а органом выдержки времени является реле времени КТ. В схему защиты включены промежуточное реле КЛ и указательное реле КН. Необходимость промежуточного реле обуславливается недостаточной коммутационной способностью контактов реле времени.

При возникновении повреждения срабатывают реле тока КАА и КАС (или одно из них) и контактами КАА и КАС (или одним из них) замыкают цепь обмотки реле времени КТ, приводя его в действие. По истечении установленной выдержки времени реле замыкает контакт КТ в цепи обмотки промежуточного реле КЛ, которое, срабаты-

вая, замыкает контакт  $KL$  и отключает выключатель. При этом указательное реле  $KH$  фиксирует действие защиты на отключение. Контакт промежуточного реле  $KL$  не рассчитан на отключение тока, потребляемого электромагнитом отключения  $YAT$ , поэтому в цепь электромагнита отключения последовательно с контактом реле  $KL$  включен вспомогательный контакт выключателя  $SQ$ , который размыкает цепь катушки  $YAT$  при отключении выключателя.

Схема МТЗ, изображенная на рис. 5.9, б, по принципу действия аналогична схеме рис. 5.9, а, но содержит три  $TT$  и три токовых реле. Реле времени  $KT$  своими контактами замыкает цепь катушки электромагнита отключения  $YAT$  выключателя.

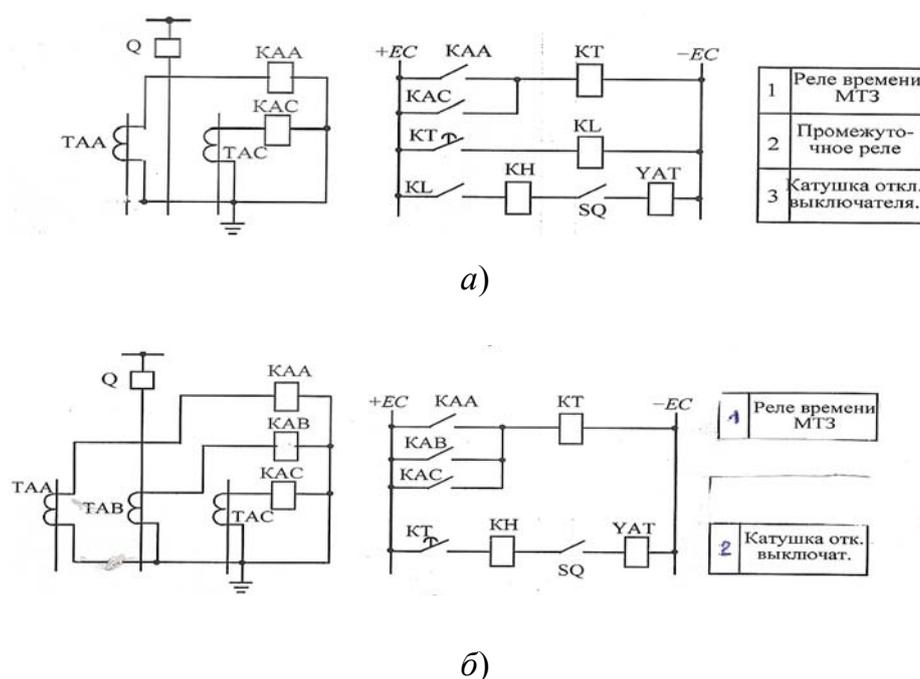


Рис. 5.9. Схема МТЗ на постоянном оперативном токе в двухфазном двухрелейном исполнении (а) и в трехфазном трехрелейном исполнении (б)

Принципиальная схема МТЗ с пуском по напряжению (рис. 5.10) представлена в трехфазном трехрелейном исполнении и по принципу действия отличается от схем рис. 5.9 тем, что для срабатывания защиты необходимо отпадение реле напряжения  $KV$  при понижении напряжения в сети из-за КЗ и срабатывание реле тока  $KA$  при КЗ в сети.

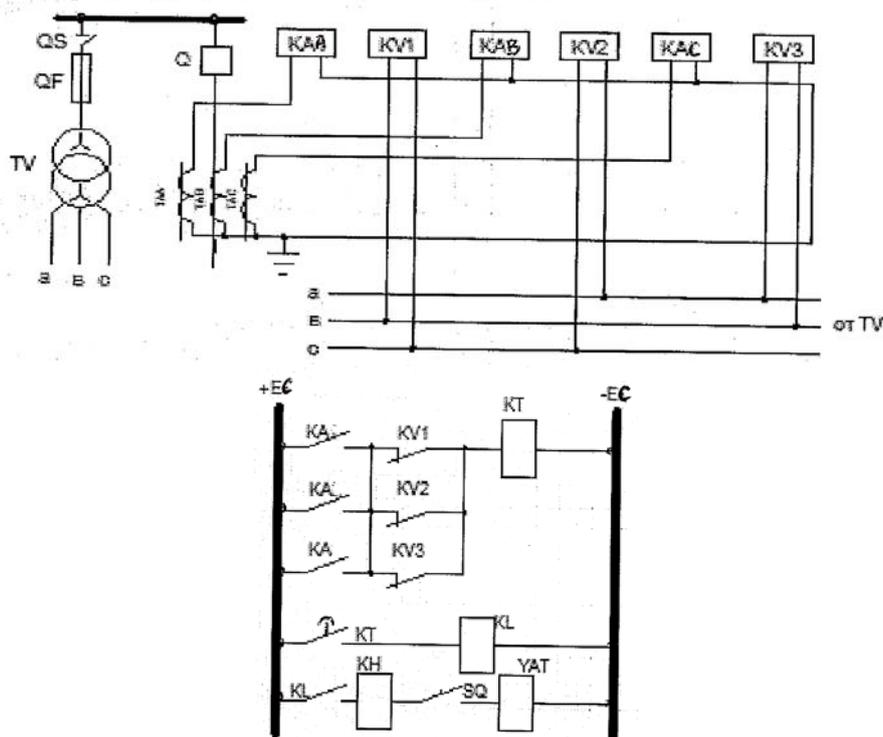


Рис. 5.10. Принципиальная схема МТЗ с пуском по напряжению

#### 5.4.4. МТЗ с зависимыми характеристиками срабатывания

Рекомендации по применению защит с зависимыми выдержками времени. Недостатком МТЗ является накопление выдержек времени, особенно существенное для головных элементов в многоступенчатых электрических сетях. При приближении точки КЗ к источнику питания значения токов КЗ увеличиваются. При КЗ в точке К (рис. 5.6) защиты АК2 и АК3 не успеют сработать, так как они имеют большую выдержку времени, чем защита АК1.

Для преодоления этого недостатка используются цифровые устройства защиты, позволяющие принимать ступени селективности  $\Delta t = 0,2$  с при условии, что на смежных линиях используются такие же цифровые защиты и вакуумные или элегазовые выключатели. Если согласование идет между цифровыми и электромеханическими защитами, то принимается  $\Delta t = 0,3$  с.

Одним из способов уменьшения времени отключения КЗ является применение токовых защит с зависимыми от тока характеристиками срабатывания.

Зависимые характеристики имеют место при применении:

- предохранителей (приложение 4);

– индукционных органов реле типа РТ-80 (приложение 8, рис. П.8.7);

– цифровых защит.

Общий вид зависимых характеристик приведен на рис. 5.11. При выборе времени срабатывания смежных защит с зависимыми характеристиками срабатывания или защит с разнотипными характеристиками срабатывания (зависимая и независимая, две разные зависимые и т. д.) необходимо построить карту селективности в координатах  $t = f(I_{с.з.})$ .

Для построения карты селективности необходимо по справочным данным иметь времятоковые характеристики применяемых предохранителей или реле (которые задаются графически или в виде алгебраического выражения).

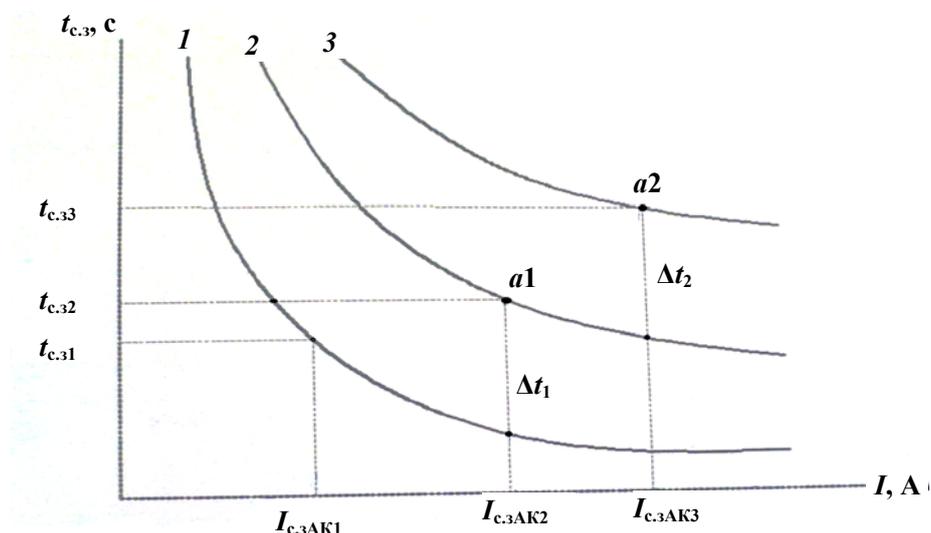


Рис. 5.11. Принцип построения карты селективности для МТЗ с зависимой выдержкой времени

Все цифровые реле защиты линий оснащены трех- или четырехступенчатыми защитами максимального тока, причем каждая ступень или две из них имеет набор разных типов времятоковых характеристик в соответствии со стандартом МЭК 225-5. Две первые ступени обычно применяются в качестве токовых отсечек с независимыми выдержками срабатывания, а третья ступень – МТЗ, которая может использоваться как с независимой, так и с зависимой от тока выдержкой времени. Тип зависимой характеристики выбирается пользователем программным способом. При этом в соответствии со стандартом МЭК 225-5 зависимые от тока характеристики срабатывания описываются выражением

$$t_{c.з} = \frac{K\beta}{I_*^\alpha - 1}, \quad (5.14)$$

где  $t_{c.з}$  – время срабатывания защиты, с;  $K$  – временной коэффициент;  $I_* = I_{\text{ПО}}^{(3)} / I_{c.з}$  – кратность тока КЗ по отношению к току срабатывания защиты.

Постоянные коэффициенты  $\alpha$  и  $\beta$ , определяющие крутизну зависимых характеристик в выражении (5.14), имеют следующие значения:

- «нормальная» (инверсная)  $\alpha = 0,02$ ,  $\beta = 0,15$ ;
- «очень зависимая»  $\alpha = 1$ ,  $\beta = 13,5$ ;
- «чрезвычайно (экстремально) зависимая»  $\alpha = 2$ ,  $\beta = 80$ ;
- «ультразависимая»  $\alpha = 2,5$ ,  $\beta = 315$ .

Типы стандартных (МЭК225-5) зависимых от тока характеристик срабатывания МТЗ, выполненных на цифровых реле, приведены в табл. 5.4.

Для того чтобы на карте селективности построить зависимую характеристику заданного типа, необходимо знать координаты одной расчетной точки  $(I_*, t_{c.з})$ , через которую эта характеристика должна проходить. Из (5.14) следует

$$K = t_{c.з} (I_*^\alpha - 1) / \beta. \quad (5.15)$$

При известных значениях  $I_*$  и  $t_{c.з}$  определяется коэффициент  $K$  по выражению (5.15). Далее по выражению (5.14) для произвольных значений  $I_*$  определяются времена срабатывания  $t_{c.з}$ . Затем по полученным координатам на карте селективности строят зависимую характеристику.

Ниже приводятся несколько примеров согласования. Следует напомнить, что согласно ГОСТу характеристика предохранителей напряжением 6–10 кВ может иметь отклонение от номинального тока до 20 %. Поэтому построенная амперсекундная характеристика предохранителя должна быть сдвинута вправо на 20 %.

В цифровом реле типа БМРЗ заложена специальная зависимая характеристика как аналог реле РТ-80

$$t_{c.з} = \frac{1,258}{(I_* - 1)^{1,8}} + T_{\text{уст}}, \quad (5.16)$$

где  $T_{\text{уст}}$  – уставка по времени в независимой части зависимой характеристики при  $I_* \geq 8$ .

Для цифровых реле производства БЭМН (реле типа МР) при выборе МТЗ с зависимой от тока выдержкой времени, время срабатывания определяется по формуле

$$t_{\text{ср}} = \frac{10K}{\frac{I_{\text{вх}}}{I_{\text{ср}}} - 0,6}, \text{ мс}, \quad (5.17)$$

где  $K$  – коэффициент, характеризующий вид зависимой характеристики;  $I_{\text{вх}}$  – входной фазный ток реле;  $I_{\text{ср}}$  – величина тока уставки зависимой от тока ступени МТЗ.

При согласовании последующей защиты с независимой характеристикой, с предыдущей защитой, имеющей зависимую характеристику, необходимо по зависимой характеристике предыдущей защиты определить ее время действия при токе срабатывания последующей защиты. Уставка последующей защиты по времени должна быть на ступень больше этого времени.

На первом участке линии, где защита должна иметь наименьшее время срабатывания (0,2–0,3 с), бывает невозможно ее согласовать с плавкими предохранителями трансформаторов 6–10/0,4кВ, подключенных к данному участку линии. Наилучшим образом с предохранителем согласуется зависимая характеристика по типу «нормально инверсная». Например, при токе срабатывания защиты, 110 А, время плавления плавкой вставки с номинальным током 31,5 А составляет около 1 с. Следовательно, для обеспечения селективности время срабатывания защиты должно быть не ниже 1,3 с. В противном случае при КЗ в обмотке трансформатора защита линии сработает раньше, чем перегорит предохранитель.

Таблица 5.4

**Расчетные выражения для различных зависимых характеристик времени срабатывания защиты**

Тип зависимой характеристики времени срабатывания защиты	Расчетное выражение	Время срабатывания
Нормальная (функция SIT)	$t_{\text{с.з}} = t_y \frac{0,14}{I_*^{0,02} - 1}$	$t_{\text{с.з}} = 2,97K$
Очень зависимая (VIT)	$t_{\text{с.з}} = t_y \frac{13,5}{I_* - 1}$	$t_{\text{с.з}} = 1,5K$
Чрезвычайно зависимая (EIT)	$t_{\text{с.з}} = t_y \frac{80}{I_*^2 - 1}$	$t_{\text{с.з}} = 0,808K$

Тип зависимой характеристики времени срабатывания защиты	Расчетное выражение	Время срабатывания
Ультразависимая (UIT)	$t_{c.з} = t_y \frac{315}{I_*^{2,5} - 1}$	$t_{c.з} = K$
Аналог реле тока РТ-80	$t_{c.з} = t_y + \frac{1,258}{(I_* - 1)^{1,8}}$	—

*Примечание.* В табл. 5.4 обозначены:  $t_y$  – уставка защиты по времени (временной коэффициент  $K$ ), с;  $I_* = I_{\text{ПО}}^{(3)} / I_{c.з}$  – кратность тока в реле относительно тока срабатывания реле;  $t_{c.з}$  – время срабатывания защиты при данной кратности, с.

**Пример 5.3.** На предыдущей (нижестоящей) линии  $W1$  (рис. 5.11, *a*) установлена защита АК1 с индукционным реле РТ-80 с зависимой времятоковой характеристикой, а на последующей (вышестоящей) линии  $W2$  необходимо выбрать МТЗ с зависимой характеристикой с цифровым реле производства БЭМН. Максимальные токи нагрузки и токи КЗ на шинах РП1 и РП2 указаны на рис. 5.11. Максимальное время последующих защит линий от РП1 составляет 0,5 с.

**Решение.** Расчет параметров срабатывания защиты АК1 (РТ-80). Ток срабатывания защиты АК1:

$$I_{c.з.АК1} = \frac{K_n K_{c.зап}}{K_B} I_{P1.макс} = \frac{1,2 \cdot 2,2}{0,8} 30 = 99 \text{ А.}$$

Принимая степень селективности равной 0,3 с, при токе КЗ на шинах РП1, равном 900 А с учетом времени последующих защит линий от РП1, равном 0,5 с, получаем точку *a* (рис. 5.11, *б*), через которую должна проходить времятоковая характеристика реле РТ-80.

Воспользуемся математическим выражением (5.16), описывающим зависимую характеристику реле РТ-80, где  $t_y = 0,7$  с – уставка по времени в независимой части характеристики при  $I_* \geq 8$ .

Для точки *a* кратность тока  $K_p > 8$ , следовательно, от точки *a* проводится вправо горизонтальная линия на уровне  $t_{c.з} = 0,7$  с.

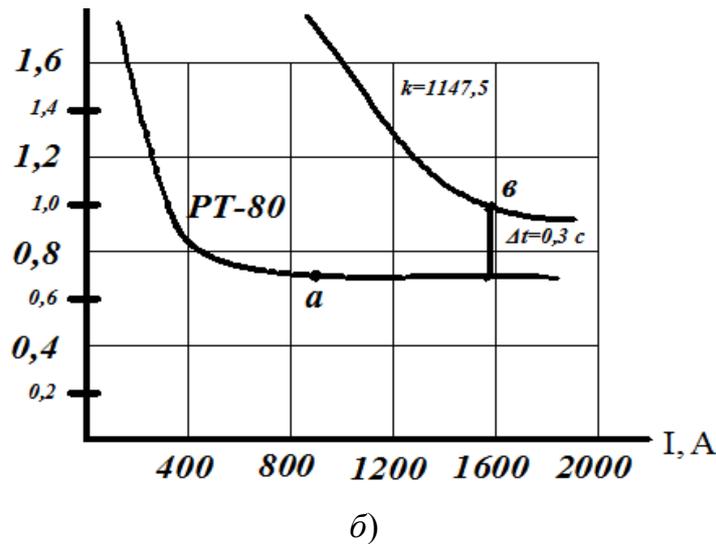
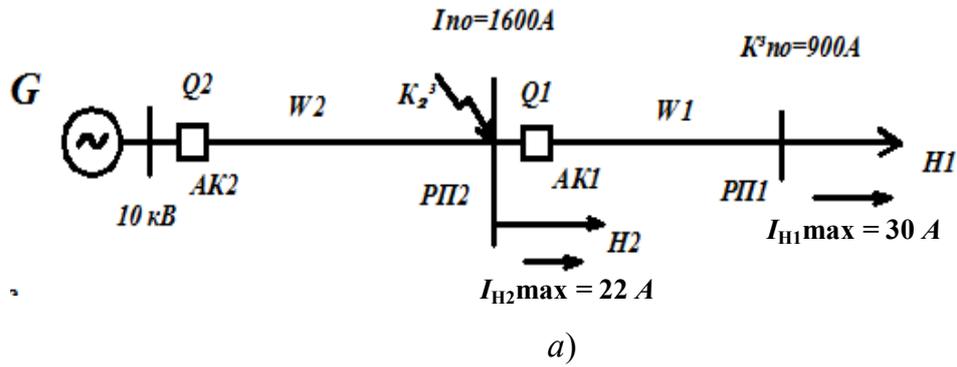


Рис. 5.12. Расчетная схема (а) и пример согласования характеристик цифрового реле МР и индукционного реле РТ-80 (б)

Дальнейшее построение кривой производится по выражению (5.16) и заносится в табл. 5.5.

Строим времятоковую характеристику реле РТ-80 (рис. 5.12), используя вычисления табл. 5.5.

Таблица 5.5

**Результаты расчетов к примеру 5.3**

Задаемся $I_{\text{пок1}}, \text{A}$	900	700	550	400
Вычисляем $I_* = \frac{I_{\text{кл}}}{I_{\text{с.з}}}$	9,09	7,07	5,55	4,04
Вычисляем $t_{\text{с.з}}$	0,7	0,749	0,782	0,87

Выполним расчет параметров срабатывания защиты АК2 (цифровое реле МР).

Определяем ток срабатывания защиты АК2:

$$I_{с.з.АК2} = \frac{K_H K_{с.зап}}{K_B} I_{P2.макс} = \frac{1,1 \cdot 2,2}{0,95} \cdot 52 = 132,5 \text{ А},$$

где  $I_{P2.макс} = 30 + 22 = 52 \text{ А}$ .

Для построения кривой последующей защиты АК2 определяется расчетная точка  $b$  с координатами

$$I_b = I_{K2} = 1600 \text{ А}, \quad t_b = t_{с.з1} + \Delta t = 0,7 + 0,3 = 1,0 \text{ с}.$$

Рассчитываем кратность тока в расчетной точке  $b$

$$I_* = \frac{I_{K2}}{I_{с.зАК2}} = \frac{1600}{132,5} = 12,075.$$

Используем на АК2 цифровое реле МР производства БЭМН. Для расчетной точки  $b$  из выражения (5.17) имеем

$$K = \frac{t_{с.з2}(I_* - 0,6)}{10} = \frac{1,0 \cdot 10^3 \cdot (12,075 - 0,6)}{10} = 1147,5.$$

Определим время срабатывания  $t_{с.з2}$  при произвольных значениях кратности  $I_*$ . Результаты вычислений помещаем в табл. 5.6 и строим времятоковую характеристику цифрового реле МР (см. рис. 5.12), используя вычисления табл. 5.6.

Таблица 5.6

Результаты расчетов к примеру 5.3

Задаемся $I_{П02}$ , А	500	700	1000	1300	1500
Вычисляем $I_* = \frac{I_{П02}}{I_{с.зАК2}}$	3,77	5,28	7,55	9,81	12,075
Вычисляем $t_{с.з} t_{ср} = \frac{10K}{\frac{I_{вх}}{I_{ср}} - 0,6}$ , мс	3,62	2,45	1,65	1,24	1,0

**Пример 5.4.** Выбрать параметры срабатывания МТЗ в сети 10 кВ (рис. 5.13). Токи трехфазных КЗ указаны на расчетной схеме. При расчете принять  $K_{с.зап} = 2,2$ . Предположим, что:

- защита трансформатора  $T$  осуществляется предохранителями;
- защита АК1, установленная на ЦРП, осуществляется индукционным реле типа РТ-80;
- защита АК2 (ГПП) осуществляется цифровым реле с зависимой характеристикой;
- защита АК3 (ГПП – ввод) осуществляется цифровым реле с независимой характеристикой.

### Решение

1. Выполним выбор защиты трансформатора  $T$  мощностью  $S_T = 630$  кВА, 10/0,5 кВ.

Выбираем для защиты трансформатора  $T$  предохранители типа ПКТ-10.

Определяем ток стороны ВН трансформатора

$$I_{HT} = \frac{S_{HT}}{\sqrt{3}U_{HT}} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 34,64 \text{ А.}$$

Определяем ток плавкой вставки:

$$I_{пл.вс} = (1,5 - 2,0)I_{HT} = (51,96 - 69,28), \text{ А.}$$

Выбираем предохранитель ПКТ-103-10-80-20 (приложение 4) с номинальным током плавкой вставки 80 А.

Строим на карте селективности времятоковую характеристику предохранителя ПКТ-103-10-80-20 (80 А), используя приложение 4. Наносим защитную характеристику выбранного предохранителя на карту селективности (пунктирная линия). При построении времятоковой характеристики предохранителя ПКТ-103-10-80-20 (80 А) необходимо иметь в виду, что защитные характеристики предохранителей в приложении 4 даны в логарифмических координатах, а карта селективности строится в декартовых координатах.

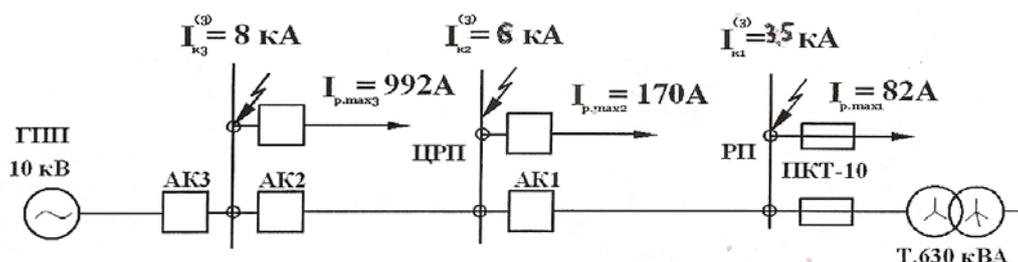


Рис. 5.13. Расчетная схема к примеру 5.4

Необходимо иметь в виду, что согласно ГОСТу характеристика предохранителя может иметь отклонение по номинальному току до 20 %. Поэтому построенная амперсекундная характеристика предохранителя должна быть сдвинута вправо на 20 % (разброс по току).

По смещенной построенной характеристике определяется ток плавкой вставки при времени плавления, равном 5 с. Указанный ток равен 300 А по смещенной зависимой характеристике предохранителя (рис. 5.14).

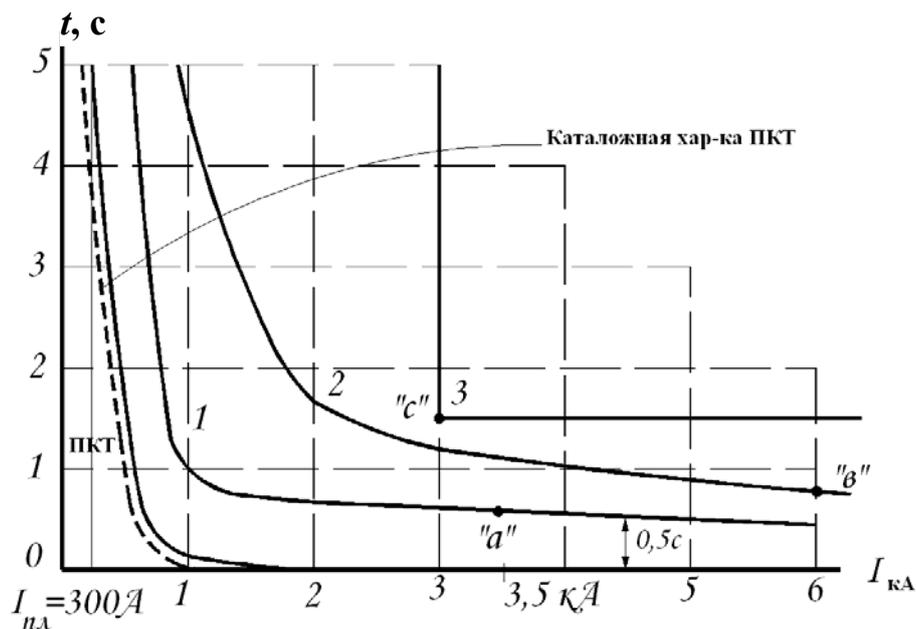


Рис. 5.14. Согласование времени срабатывания МТЗ с зависимыми и независимыми характеристиками срабатывания

2. Выполним расчет параметров срабатывания защиты АК1 (РТ-80).  
Ток срабатывания защиты АК1:

$$I_{с.з.АК1} = \frac{K_n K_{с.зап}}{K_B} I_{раб.макс} = \frac{1,2 \cdot 2,2}{0,8} 126,3 = 416,8 \text{ А,}$$

где  $I_{раб.макс} = 1,4I_{Н1Г} + I_{раб.макс1} = 1,4 \cdot 34,64 + 82 = 51 + 82 = 126,3 \text{ А.}$

Ток срабатывания защиты АК1 должен быть на 20 % больше тока  $I_{пл.вс}$ , т. е.  $1,2I_{пл.вс} = 1,2 \cdot 300 = 360 \text{ А}$ , т. е. условие выполняется.

Принимая степень селективности  $\Delta t = 0,5 \text{ с}$ , при токе КЗ, равном  $I_{К1} = 3500 \text{ А}$ , получаем точку *a*, через которую должна проходить времятоковая характеристика реле РТ-80. На карте селективности строим времятоковую характеристику реле типа РТ-80 (кривая 1 на рис. 5.14), используя типовые характеристики срабатывания реле РТ-80 (приложение 8, рис. П.8.7). Для применения типовых характеристик срабатывания реле РТ-80 необходимо определить величину

$$K_p, \% = I_{К1} \cdot 100 / I_{ср.АК1} \quad K_p, \% = 3500 \cdot 100 / 400 = 875 \text{ \%}.$$

Результаты расчетов к примеру 5.4

Задаемся $I_{\text{ПО1}}, \text{А}$	3000	2000	1000	500
Вычисляем $I_* = \frac{I_{\text{К1}}}{I_{\text{с.з}}}$	7,5	5	2,5	1,25
Вычисляем $t_{\text{с.з}}$	0,532	0,503	1,105	15,83

В этом случае принимаем кривую, соответствующую времени 0,5 с, которую переносим на карту селективности (см. рис. 5.14).

Можно воспользоваться математическим выражением (5.16), описывающим зависимую характеристику реле РТ-80, где  $t_y = 0,5 \text{ с}$  – уставка по времени в независимой части характеристики при  $I_* \geq 8$ .

Для точки  $a$  кратность тока  $K_p > 8$ , следовательно, от точки  $a$  проводится вправо горизонтальная линия на уровне  $t_{\text{с.з1}} = 0,5 \text{ с}$ .

Дальнейшее построение кривой производится по выражению (5.16) и заносится в табл. 5.7.

### 3. Расчет параметров срабатывания защиты АК2 (ЦР).

Определяем ток срабатывания защиты АК2:

$$I_{\text{с.зАК2}} = \frac{K_{\text{н}} K_{\text{с.зап}}}{K_{\text{в}}} I_{\text{раб.макс2}} = \frac{1,1 \cdot 2,2}{0,95} 296,3 = 754,8 \text{ А},$$

где  $I_{\text{раб.макс2}} = 126,3 + 170 = 296,3 \text{ А}$ .

Для построения кривой последующей защиты АК2 определяется расчетная точка  $b$  с координатами

$$I_b = I_{\text{ПО}} = 6000 \text{ А}; t_b = t_{\text{с.з1}} + \Delta t = 0,5 + 0,3 = 0,8 \text{ с}.$$

Рассчитываем кратность тока в расчетной точке  $b$ .

$$I_* = \frac{I_{\text{к2}}}{I_{\text{с.зАК2}}} = \frac{6000}{754,8} = 7,95.$$

Если на ГПП применяется ЦР (SPAC, Seram или Micom), то применяем нормальную зависимую характеристику по стандарту МЭК (см. табл. 5.4).

Определяем коэффициент времени из (5.15):

$$K = t_{\text{с.з}} \frac{I_*^\alpha - 1}{\beta} = 0,8 \frac{7,95^{0,02} - 1}{0,14} = 0,25.$$

Результаты расчетов к примеру 5.4

Задаемся $I_{\text{ПО2}}, \text{А}$	1050	1400	2100	3500	6000
Вычисляем $I_* = \frac{I_{\text{ПО2}}}{I_{\text{с.зАК2}}}$	1,39	1,85	2,78	4,64	7,95
Определяем $t_{\text{с.з2}} = \frac{0,25 \cdot 0,14}{I_*^{0,02} - 1}, \text{с}$	5,3	2,82	1,7	1,12	0,8

По выражению (5.15) определяем для нормальной зависимой характеристики

$$t_{\text{с.з2}} = \frac{K\beta}{I_*^\alpha - 1} = \frac{0,25 \cdot 0,14}{I_*^{0,02} - 1}.$$

Дальнейшее построение кривой производится по выражению (5.14) и заносим в табл. 5.8. По данным табл. 5.8 на рис. 5.14 построим нормальную зависимую характеристику 2.

4. Защита АК3 выполнена с независимой от тока характеристикой.

Определим ток срабатывания защиты АК3

$$I_{\text{с.зАК3}} = \frac{K_{\text{н}} K_{\text{с.ззап}}}{K_{\text{в}}} I_{\text{раб.макс3}} = \frac{1,1 \cdot 2,2}{0,95} 1288,3 = 3281,8 \text{ А},$$

где  $I_{\text{раб.макс3}} = 296,3 + 992 = 1288,3 \text{ А}$ .

Для определения времени срабатывания защиты АК3 находится расчетная точка  $c$  (см. рис. 5.14) с координатами

$$I_c = I_{\text{с.зАК3}} = 3000 \text{ А и } t_{\text{с.зАК3}} = t_{\text{с.з2}} + \Delta t.$$

Определим время срабатывания защиты АК2 при токе КЗ равном 3000 А:

$$I_* = \frac{I_{\text{АК2}}}{I_{\text{с.зАК2}}} = \frac{3000}{754,8} = 3,974; t_{\text{с.зАК2}} = \frac{K\beta}{I_*^\alpha - 1} = \frac{0,25 \cdot 0,14}{3,974^{0,02} - 1} = 1,25 \text{ с}.$$

Приняв  $\Delta t = 0,2 \text{ с}$ , получим  $t_{\text{с.зАК3}} = 1,25 + 0,2 = 1,45 \text{ с}$ .

**Пример 5.5.** Выбрать уставки и согласовать цифровые защиты с зависимой характеристикой времени срабатывания для линии с секционированными участками (рис. 5.15) сельскохозяйственного района. К шинам подстанции А подключен трансформатор  $T$  10/0,4 кВ мощностью 250 кВА, защищенный предохранителем  $F$ . На вакуумных выключателях  $Q1-Q5$  установлены цифровые реле.

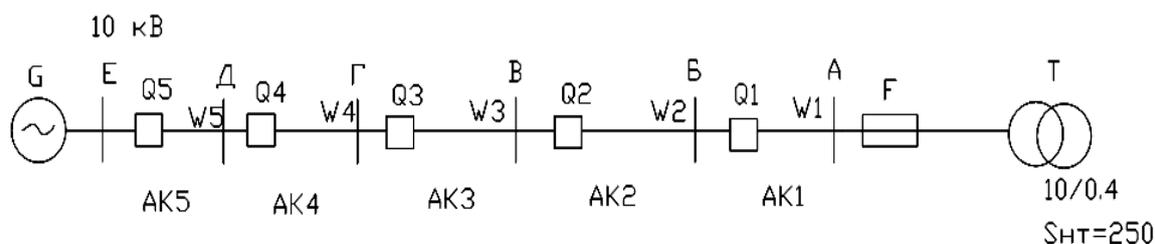


Рис. 5.15. Линия с секционированными участками к примеру 5.5

**Решение.** Вычислим токи КЗ в начале участков данной линии в максимальном ( $I_{к.макс}$ ) и в минимальном ( $I_{к.мин}$ ) режимах системы. Результаты вычислений занесем в табл. 5.9.

Для трансформатора мощностью 250 кВА выбираем предохранители ПКТ-102-10-31.5 с номинальным током плавкой вставки 31,5 А (приложение 4).

По приложению 4 построим времятоковую характеристику плавления вставки предохранителя  $F$ , защищающего самый мощный трансформатор, подключенный к шинам А.

Наилучшим образом с предохранителем ПКТ-102-10-31.5 согласуется защита с зависимой характеристикой срабатывания по типу «нормальная» (см. табл. 5.4).

Максимальный ток КЗ на шинах А (см. табл. 5.9) составляет 535 А. При этом токе плавкая вставка предохранителя перегорает за время 0,01 с. Следовательно, последующая (по отношению к предохранителю) защита АК1 должна иметь время срабатывания  $t_{с.з.мин} = 0,2$  с. Определим ее временной коэффициент  $K_1$ :

$$K_1 = \frac{0,2 \left[ \left( \frac{634}{114} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14} = 0,0499.$$

Таблица 5.9

Результаты расчетов к примеру 5.5

Обозначение шин	А	Б	В	Г	Д	Е
Защита	$F$	АК1	АК2	АК3	АК3	АК5
$\frac{I_{к.макс}}{I_{к.мин}}$ , А	$\frac{634}{516}$	$\frac{775}{605}$	$\frac{881}{668}$	$\frac{1273}{869}$	$\frac{1511}{973}$	$\frac{8083}{2060}$
$I_{с.з.}$ , А	—	115	150	230	300	350
$K$ (искомая уставка)	0,05	0,09	0,12	0,15	0,15	0,18
$t_{с.з.мин}$ , с	0,2	0,35	0,52	0,55	0,58	0,39

Принимаем  $K_1 = 0,05$  (дискретность коэффициента  $K$  на ЦР составляет 0,01).

Рассчитаем время срабатывания защиты АК2.

По условию селективности время срабатывания защиты АК2

$$t_{c.32} = t_{c.31} + \Delta t = 0,2 + 0,3 = 0,5 \text{ с.}$$

Определим уставку по времени защиты АК2:

$$K_2 = \frac{0,4 \left[ \left( \frac{634}{140} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14} = 0,876.$$

Принимаем  $K_2 = 0,09$ .

При максимальном токе КЗ в начале своего участка время срабатывания защиты АК2 составит

$$t_{c.32} = \frac{0,09 \cdot 0,14}{\left( \frac{775}{140} \right)^{0,02} - 1} = 0,36 \text{ с.}$$

При минимальном токе КЗ время срабатывания составит

$$t'_{c.32} = \frac{0,09 \cdot 0,14}{\left( \frac{605}{140} \right)^{0,02} - 1} = 0,42 \text{ с.}$$

Последующая защита АК3 при максимальном токе КЗ в конце своего участка должна иметь время срабатывания  $0,36 + 0,2 = 0,56$  с.

Временной коэффициент защиты АК3 равен

$$K_3 = \frac{0,56 \left[ \left( \frac{775}{180} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14} = 0,12.$$

Защита АК3 при КЗ в начале своего участка работает за время

$$t_{c.33} = \frac{0,12 \cdot 0,14}{\left( \frac{881}{180} \right)^{0,02} - 1} = 0,52 \text{ с.}$$

При минимальном режиме системы

$$t'_{c.33} = \frac{0,12 \cdot 0,14}{\left(\frac{688}{180}\right)^{0,02} - 1} = 0,63 \text{ с.}$$

Время срабатывания защиты АК5 при максимальном токе КЗ в конце участка должно быть не менее  $0,52 + 0,2 = 0,72$  с, тогда

$$K_4 = \frac{0,72 \left[ \left(\frac{881}{230}\right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14} = 0,14.$$

При токе КЗ в начале своего участка время срабатывания защиты АК5 при максимальном и минимальном режимах системы составит:

$$t_{c.34} = \frac{0,14 \cdot 0,14}{\left(\frac{1273}{230}\right)^{0,02} - 1} = 0,56 \text{ с; } t'_{c.34} = \frac{0,14 \cdot 0,14}{\left(\frac{869}{230}\right)^{0,02} - 1} = 0,73 \text{ с.}$$

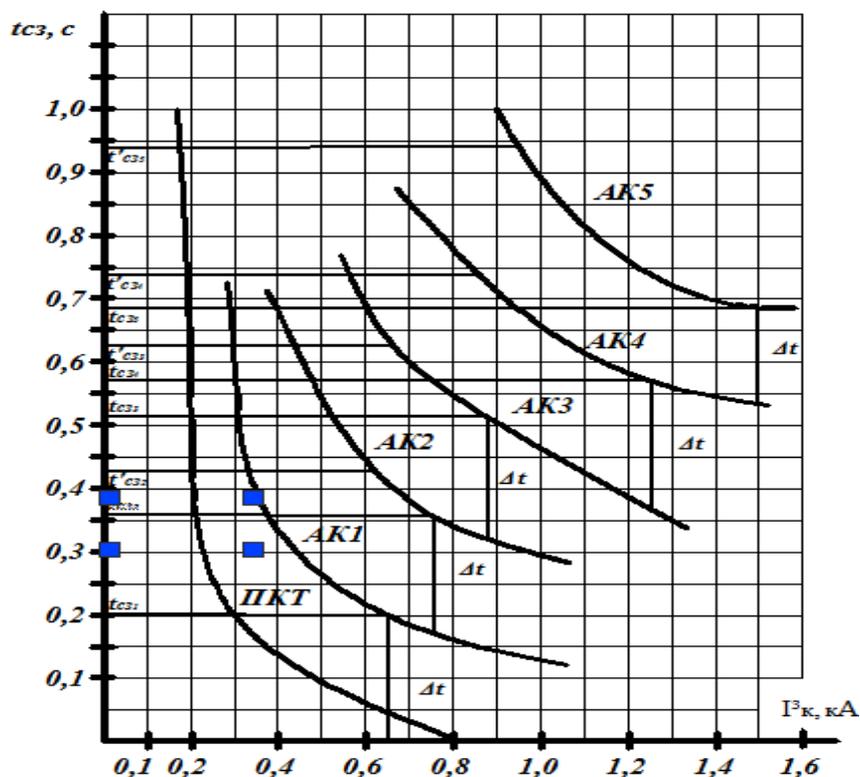


Рис. 5.16. Карта селективности зависимых защит к примеру 5.5

Временной коэффициент защиты АК5 при  $t_{с.зАК5} = 0,56 + 0,2 = 0,76$  с составит

$$K_5 = \frac{0,76 \left[ \left( \frac{1273}{300} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14} = 0,16.$$

Время от срабатывания:

$$t_{с.з5} = \frac{0,14 \cdot 0,16}{\left( \frac{1511}{300} \right)^{0,02} - 1} = 0,68 \text{ с}; t'_{с.з5} = \frac{0,14 \cdot 0,16}{\left( \frac{973}{300} \right)^{0,02} - 1} = 0,94 \text{ с}.$$

На карте селективности (рис. 5.16) построены зависимые характеристики защит АК1–АК5 в диапазоне максимальных и минимальных токов КЗ на своих участках. Продолжать их строить при малых токах (как для защиты АК1) не имеет смысла, поскольку эти защиты однотипные и принципиально они не могут пересекаться, т. е. защиты обладают селективностью при значительно меньших временах срабатывания, чем защиты с независимыми выдержками времени.

## 5.5. Расчет уставок токовых отсеков

### 5.5.1. Расчет тока срабатывания токовой отсечки без выдержки времени

Токовая отсечка (ТО) без выдержки времени (первая ступень токовой защиты) предназначена для ускорения отключения близких КЗ. Селективность токовой отсечки без выдержки времени обеспечивается выбором ее тока срабатывания  $I_{с.о}$  большим, чем максимальное значение тока КЗ  $I_{ПО\max}^{(3)}$  при повреждении в конце защищаемой линии электропередачи или на стороне НН защищаемого понижающего трансформатора.

Ток срабатывания ТО выбирается из условия отстройки (несрабатывания) от тока КЗ на смежных присоединениях: линиях, трансформаторах, т. е. от максимального трехфазного тока КЗ в конце защищаемой линии или на обмотке НН понижающего трансформатора.

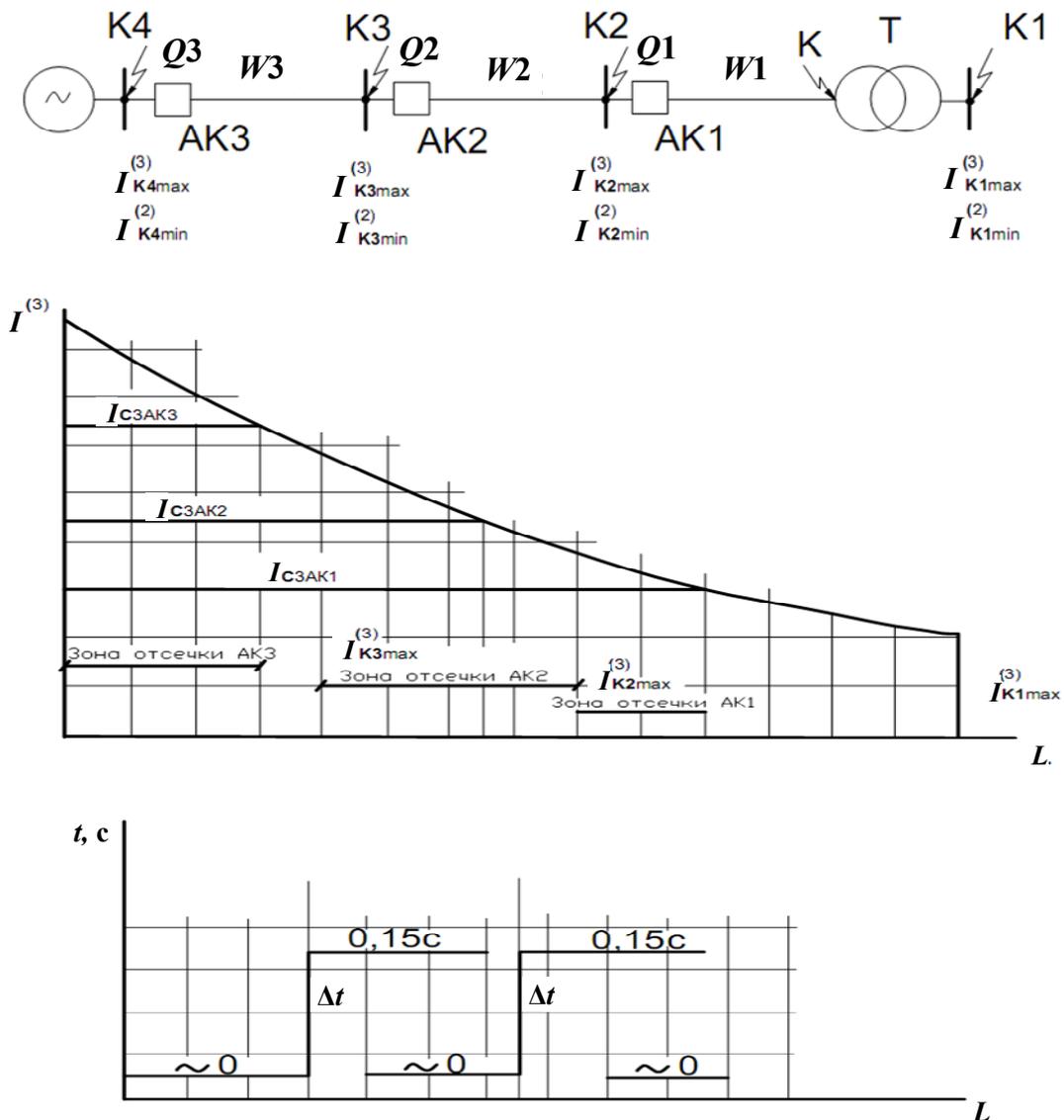


Рис. 5.17. К выбору уставок токовых отсеков без выдержки времени (а), графическое определение зон действия отсеков на линиях электропередачи (б), карта селективности ступенчатых токовых отсеков (в)

Ток срабатывания токовой отсечки рассчитывается по выражению

$$I_{с.з} = K_H I_{ПОмакс}^{(3)}, \text{ А,}$$

где  $K_H$  – коэффициент надежности принимается для цифровых реле  $K_H = 1,1-1,15$ ; для реле РТ-40 –  $K_H = 1,2-1,3$ ; для реле РТ-80 –  $K_H = 1,5-1,6$ ;  $I_{ПОмакс}^{(3)}$  – ток трехфазного КЗ в конце защищаемой зоны в максимальном режиме работы системы, А. В случае расчета тока срабатывания ТО на отходящей линии с трансформатором величина  $I_{ПОмакс}^{(3)}$  определяется как ток трехфазного КЗ на выводах НН трансформатора, приведенный к стороне ВН, где установлена защита.

При определении максимального значения тока КЗ при повреждении в конце линии электропередачи напряжением 35 кВ и ниже рассматривается трехфазное КЗ при работе питающей энергосистемы в максимальном режиме, при котором электрическое сопротивление энергосистемы является минимальным. Определение максимального тока трехфазного КЗ за трансформатором с регулированием напряжения необходимо производить при таком положении регулятора напряжения, которое соответствует наименьшему сопротивлению трансформатора.

Для ТО защит АК1, АК2 и АК3 (рис. 5.17) соответственно:

$$I_{с.з\ TOAK1} \geq K_H I_{K1\max}^{(3)}; I_{с.з\ TOAK2} \geq K_H I_{K2\max}^{(3)}; I_{с.з\ TOAK3} = K_H I_{K3\max}^{(3)}. \quad (5.18)$$

Коэффициент чувствительности токовой отсечки определяется по выражению

$$K_{ч} = \frac{0,87I_{K\min}^{(3)}}{I_{с.з}}, \quad (5.19)$$

где  $0,87I_{K\min}^{(3)}$  – ток двухфазного КЗ в минимальном режиме работы системы в месте установки ТО, А;  $I_{с.з}$  – ток срабатывания ТО, А.

Коэффициент чувствительности должен быть  $K_{ч} \geq 1,2$  при КЗ в месте установки отсечки.

Чувствительность отсечек проверяется по току двухфазного КЗ в месте установки защиты при минимальном режиме работы питающей системы, т. е. при токах КЗ в начале защищаемой линии (см. рис. 5.17), соответственно:

$$K_{ч\ TO1} = I_{K2\min}^{(2)} / I_{с.з\ TOAK1}; K_{ч\ TO2} = I_{K3\min}^{(2)} / I_{с.з\ TOAK2};$$

$$K_{ч\ TO3} = I_{K4\min}^{(2)} / I_{с.з\ TOAK3}.$$

Отсюда следует вывод, что применить отсечку можно только на тех линиях, где отношение токов КЗ в начале и в конце защищаемой линии превышает 1,5 для цифровых реле и 1,8 для реле РТ-80. Очевидно, что на коротких линиях применить отсечку без выдержки времени невозможно. В данном случае используется только одна защита – МТЗ.

Для оценки эффективности токовой отсечки, установленной на линии электропередачи, полезно определить зону действия отсечки в процентах от всей длины линии. Протяженность зоны действия отсечки зависит от характера изменения расчетных значений тока при перемещении точки КЗ вдоль защищаемой линии. По нескольким

значениям тока КЗ строится кривая спада тока (рис. 5.17) для трехфазных КЗ в максимальном режиме работы энергосистемы. Токи  $I_{К1\max}^{(3)}$  и  $I_{К1\min}^{(2)}$  приведены к стороне ВН трансформатора  $T$ .

Кроме отстройки ТО от максимального значения тока КЗ по условию (5.18), необходимо обеспечить ее несрабатывание при бросках тока намагничивания силовых трансформаторов. Эти броски тока возникают в момент включения под напряжение ненагруженного трансформатора и могут в первые несколько периодов превышать номинальный ток трансформатора в 5–7 раз. Однако выбор тока срабатывания ТО трансформатора по условию (5.18), как правило, обеспечивает и отстройку от бросков тока намагничивания.

При расчете ТО линии электропередачи, по которой питается несколько трансформаторов, необходимо в соответствии с условием (5.18) обеспечить несрабатывание отсечки при КЗ за каждым из трансформаторов на ответвлениях от линии (если они имеются) и дополнительно проверить надежность несрабатывания отсечки при суммарном значении бросков тока намагничивания всех трансформаторов, подключенных как к защищаемой линии, так и к предыдущим линиям, если они одновременно включаются под напряжение. Условие отстройки отсечки от бросков тока намагничивания трансформаторов имеет вид

$$I_{с.з} \geq K_n \sum I_{ном.тр} , \quad (5.20)$$

где  $K_n$  – коэффициент надежности, значение которого зависит от времени срабатывания токовой отсечки ( $K_n = 5$ );  $\sum I_{ном.тр}$  – сумма номинальных токов всех трансформаторов, которые могут одновременно включаться под напряжение по защищаемой линии.

При расчете ТО линии электропередачи, по которой питается несколько трансформаторов мгновенные отсечки должны выбираться по трем условиям: отстройка от предохранителей трансформаторов, отстройка от токов КЗ на шинах низшего напряжения сетевых трансформаторов, отстройка от намагничивающих токов сетевых трансформаторов.

Защита питающей линии должна быть селективна с предохранителем трансформатора по крайней мере при КЗ на стороне ВН. При этом в случае повреждения на выводах трансформатора сгорит плавкая вставка и одновременно отключится линия. Для того чтобы неселективное отключение линии в этом случае было исправлено действием АПВ, время сгорания вставки должно быть меньше времени отключения выключателя.

Чтобы вставка предохранителя ПКТ сгорела за 0,12–0,13 с, необходим ток КЗ не менее 15-кратного к номинальному току вставки.

Ток срабатывания отсечки должен быть отстроен от тока КЗ на вводах трансформатора с  $K_n = 1,4–1,6$ . Следовательно, ток срабатывания отсечки должен быть больше номинального тока вставки в 20–25 раз.

На мачтовых подстанциях чаще устанавливаются трансформаторы не более 100 кВА. Номинальный ток вставки для защиты трансформатора 100 кВА равен 20 А для 6 кВ и 15 А для 10 кВ.

Поскольку чувствительность отсечки, охватывающей всю линию, должна быть не менее 1,2, ток двухфазного КЗ в конце защищаемой линии должен быть не менее  $(35–43) I_{в.с}$  (в среднем принимается  $40 I_{в.с}$ ).

Следовательно, для сети 10 кВ ток трехфазного КЗ в конце линии должен быть не менее 600 А, а для сети 6 кВ – 800 А. Только при таких условиях выполняются требования селективности защиты и предохранителей и то при условии, что мощность сетевых трансформаторов не превышает 100 кВА.

Применять мгновенную отсечку как единственную защиту, охватывающую всю линию, практически невозможно и ее следует использовать в сочетании с зависимой МТЗ, обеспечивающей защиту остальной части линии с выдержкой времени 0,5–0,7 с.

Для надежной отстройки от шин низшего напряжения сетевых трансформаторов следует учитывать положение их ответвлений для регулировки напряжения.

Чтобы учесть возможное, примерно на 10 %, увеличение тока КЗ при работе трансформатора с ответвлением 5 %,  $K_n$  в выражениях увеличивается на 10 % и они принимают следующий вид для реле РТ-40 с выходным промежуточным реле

$$I_{с.з} = (1,3–1,5) I_{Кмакс}^{(3)}.$$

В цифровых реле несрабатывание мгновенной ступени при бросках тока намагничивания трансформаторов может обеспечиваться:

– либо введением небольшой задержки (0,1 с), тогда  $K_n$  в выражении (5.18) может приниматься равным 3–4;

– либо путем использования специального переключателя, с помощью которого можно обеспечить при включении линии автоматическое удвоение уставки отсечки по току. При этом в выражении (5.18) следует учитывать лишь половину суммы номинальных токов всех трансформаторов.

При необходимости можно использовать оба мероприятия, т. е. небольшое замедление и автоматическое удвоение уставки по току.

На линиях 10 и 6 кВ с трансформаторами на ответвлениях, которые защищаются плавкими предохранителями (например, типа ПКТ-10), в условии (5.18) значение  $I_{\text{КМакс}}^{(3)}$  должно соответствовать току трехфазного КЗ за наиболее мощным из трансформаторов.

Далее следует определить время плавления вставок предохранителей этого трансформатора при расчетном токе КЗ, равном току срабатывания отсечки, выбранному из условий (5.18) и (5.19). Для учета допускаемого стандартом разброса времятоковых характеристик плавких предохранителей ПКТ следует значение этого тока уменьшить на 20 %:  $I_{\text{рас}} = I_{\text{с.з}}/1,2$ . Если время плавления  $t_{\text{пл}} \leq 0,1$  с, то ТО с таким током срабатывания может быть использована, но при условии, что защищаемая линия имеет устройство автоматического повторного включения (АПВ). Если  $t_{\text{пл}} \geq 0,1$  с, то следует либо увеличить ток срабатывания отсечки до такого значения, при котором обеспечивается расплавление вставок предохранителей до момента отключения защищаемой линии, т. е. не более 0,1 с, либо увеличить время срабатывания отсечки.

Для ТО, устанавливаемых на понижающих трансформаторах и выполняющих функции быстродействующей токовой защиты (при отсутствии дифференциальной защиты), чувствительность определяется по току наиболее неблагоприятного вида повреждения – как правило, двухфазного КЗ на выводах ВН трансформатора в минимальном режиме работы энергосистемы. Значение коэффициента чувствительности должно быть равно 2,0. Такие же требования существуют для токовых отсечек на блоках линия–трансформатор.

**5.5.2. Токовая отсечка с выдержкой времени.** На длинных линиях кроме ТО без выдержки времени (обычно  $t_{\text{с.з1}} \approx 0,05\text{--}0,1$  с) применяют дополнительно ТО с выдержкой времени ( $t_{\text{с.з2}} \approx 0,3\text{--}0,5$  с), ток срабатывания которой выбирается по условию отстройки от тока срабатывания отсечки предыдущей линии, например, для защиты АК2 (рис. 5.18):

$$I_{\text{с.зТОАК2}} \geq K_{\text{н2}} I_{\text{с.зТОАК1}}, \quad (5.21)$$

где  $K_{\text{н2}}$  – коэффициент надежности, принимается равным 1,1, обеспечивая селективность по чувствительности.

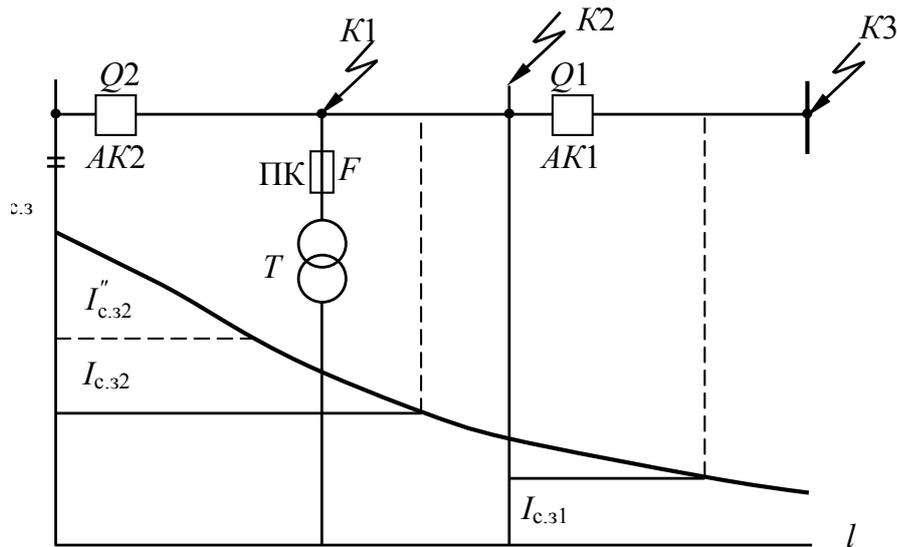


Рис. 5.18. Схема сети для выбора ТО (а) и график изменения тока КЗ (б)

В общем случае ток срабатывания по выражению (5.21) выбирается из условия отстройки от токов при КЗ в более удаленных точках, например при КЗ в конце зоны действия мгновенной отсечки предыдущей линии  $W2$  (см. рис. 5.17), при КЗ за трансформатором приемной подстанции или трансформатором на ответвлении защищаемой линии, имея в виду, что трансформаторы оборудованы быстродействующими защитами. Можно выбирать ток срабатывания отсечки с выдержкой времени на последующей линии по выражению (5.21), т. е. по условию согласования чувствительности с мгновенной отсечкой на предыдущей линии.

Выдержка времени позволяет задержать срабатывание отсечки последующей защиты АК2 (см. рис. 5.18) при КЗ на предыдущей линии  $W1$  для того, чтобы успела сработать мгновенная отсечка АК1 поврежденной линии АК1.

Выдержка времени отсечки рассчитывается по выражению

$$t_{c.з\text{ТОВ}} = t_{c.з\text{ТО}} + \Delta t, \quad (5.22)$$

где  $t_{c.з\text{ТО}}$  – время срабатывания отсечки без выдержки времени;  $\Delta t$  – ступень селективности.

В дополнение к этому нужно отметить, что для отсечек с замедлением не требуется выполнения условия отстройки отсечки от бросков тока намагничивания трансформаторов, поскольку эти токи быстро затухают. На линиях с трансформаторами на ответвлениях при выполнении защиты трансформаторов с помощью плавких предохранителей (например, типа ПКТ-10, ПКЭ-10 или ПСН-35) и при КЗ в

трансформаторе селективность между плавкими предохранителями и токовой отсечкой питающей линии можно обеспечить благодаря замедлению действия отсечки.

Чувствительность отсечки с выдержкой времени проверяется при КЗ в конце защищаемой линии:

$$K_{\text{ч}} = I_{\text{К2}}^{(2)} / I_{\text{с.з.ТОАК3}} \geq 1,2. \quad (5.23)$$

На рис. 5.18 изображена схема, для которой выбираются уставки ТО. Там же показан график изменения тока КЗ вдоль линии.

Для защиты АК1 уставка должна отстраиваться от токов КЗ в точке КЗ

$$I_{\text{с.з.ТОАК1}} = K_{\text{н}} I_{\text{КЗКЗ}}^{(3)}. \quad (5.24)$$

Для защиты АК2 точки, в которых должна отстраиваться от токов КЗ отсечка, две: место подключения отпаечного трансформатора К1 и шины смежной подстанции К2.

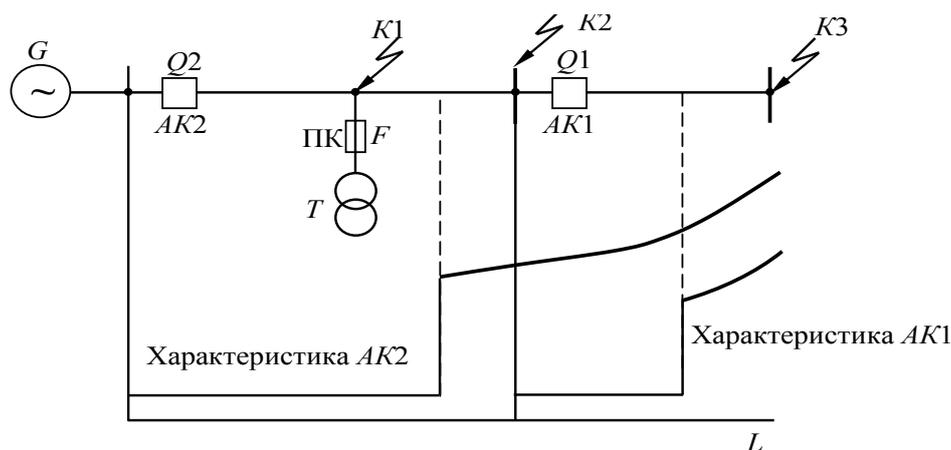


Рис. 5.19. Характеристики выдержки времени токовых защит с использованием максимальной защиты с зависимой характеристикой и ТО

Точка К1 расположена ближе и ток КЗ в ней больше. Поэтому она является расчетной точкой для выбора уставок отсечки АК2

$$I_{\text{с.з.ТОАК2}}'' = K_{\text{н}} I_{\text{ПОК1}}^{(3)}. \quad (5.25)$$

Однако в ряде случаев такой ток отсечки недопустимо сокращает зону действия защиты и приходится отстраиваться от КЗ в точке К2

$$I_{\text{с.з.ТОАК2}} = K_{\text{н}} I_{\text{ПОК2}}^{(3)}. \quad (5.26)$$

При этом отсечка срабатывает при КЗ на выводах трансформатора, т. е. работает неселективно. Поскольку КЗ в трансформаторах бывает реже, чем на линиях, такую неселективность можно допустить. Эта неселективность может быть исправлена действием АПВ, при условии, что предохранитель трансформатора успевает перегореть за время отключения выключателя действием отсечки. При токе КЗ, равном пятнадцатикратному номинальному току плавкой вставки ПКТ, время ее перегорания менее 0,05 с, и данное условие обеспечивается. Не менее такой величины должна быть выбрана уставка отсечки

$$I_{с.зТОАК2} = 15I_{номПК} \cdot \quad (5.27)$$

Токовая отсечка, выбранная таким образом, полностью линию не защищает, и получается характеристика защит АК1 и АК2, показанная на рис. 5.19. По этим причинам дополнительно к токовым отсечкам АК1 и АК2 предусматривается установка МТЗ с зависимой характеристикой. Начало линии с большим током КЗ защищается ТО, а конец с током КЗ, меньшим уставки отсечки, т. е. МТЗ.

**Пример 5.6.** Выбрать параметры срабатывания ТО (АК1 и АК2) (рис. 5.20) и определить коэффициент чувствительности каждого комплекта защит (защиты выполнены на базе реле РТ-40). При расчете принять  $K_{с.зап} = 2,2$ .

**Решение**

1. Токовая отсечка на комплекте АК1 не устанавливается (отсутствие величин токов КЗ).

2. Расчет уставок ТО АК2.

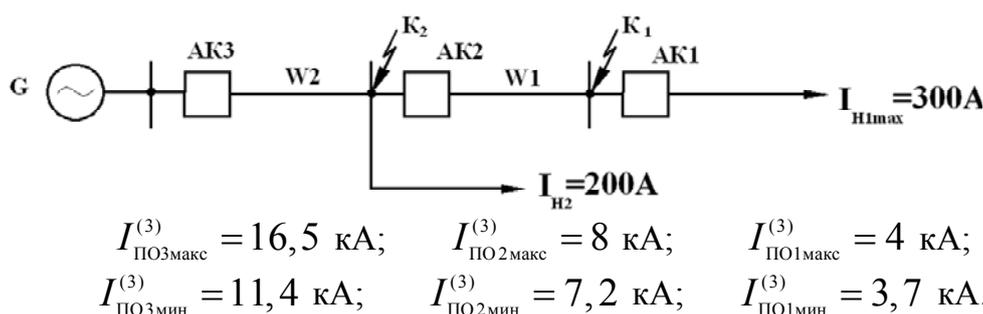


Рис. 5.20. Расчетная схема к примеру 5.6

Ток срабатывания ТО2 производим по формуле (5.18):

$$I_{с.з2} = K_{зап} I_{ПО1макс}^{(3)} = 1,2 \cdot 4 = 4,8 \text{ кА, где } K_{зап} = 1,2.$$

Определяем коэффициент чувствительности ТО2 по формуле (5.19):

$$K_{\text{ч}} = \frac{0,87 I_{\text{ПО2мин}}^{(3)}}{I_{\text{с.32}}} = \frac{0,87 \cdot 7,2}{4,8} = 1,3 > 1,2.$$

$K_{\text{ч}}$  по допустимому условию  $K_{\text{ч}} \geq 1,2$  соответствует требованиям [1].

Принимаем выдержку времени ТО2  $t = 0$  с.

### 3. Расчет уставок ТО АК3

Ток срабатывания ТО АК 3 определяем по формуле (5.18):

$$I_{\text{с.33}} = K_{\text{зап}} I_{\text{ПО2макс}}^{(3)} = 1,2 \cdot 8 = 9,6 \text{ кА.}$$

Определяем коэффициент чувствительности ТО3 по формуле (5.19) (первая зона):

$$K_{\text{ч}} = \frac{0,87 I_{\text{ПО3мин}}^{(3)}}{I_{\text{с.33}}} = \frac{0,87 \cdot 11400}{9600} = 1,03 < 1,2.$$

$K_{\text{ч}}$  не соответствует требованиям [1]. Так как  $K_{\text{ч}}$  ТО3 не соответствует требованиям [1], то необходимо применить вторую зону ТО.

Ток срабатывания ТО3 комплекта АК3 (вторая зона):

$$I_{\text{с.33}}^{\text{II}} = 1,05 \cdot I_{\text{с.32}} = 1,05 \cdot 4,8 = 5,04 \text{ кА.}$$

Коэффициент чувствительности ТО3 комплекта АК3 (вторая зона) производим по формуле (5.19):

$$K_{\text{ч}} = \frac{0,87 I_{\text{ПО3мин}}^{(3)}}{I_{\text{с.33}}} = \frac{0,87 \cdot 11400}{5040} = 1,97 > 1,2,$$

что соответствует требованиям [1].

Время срабатывания ТО3 комплекта АК3 (вторая зона):

$$t_{\text{с.33}}^{\text{II}} = 0 + 0,5 = 0,5 \text{ с.}$$

**Пример 5.7.** Для расчетной схемы рис. 5.20 выбрать уставки ТО на комплектах АК1, АК2 и АК3, используя токи КЗ, приведенные в табл. 5.10. Мощность трансформатора Т – 400 кВА.

Таблица 5.10

Вид КЗ	Режим работы системы	Точка КЗ			
		К1(0,4 кВ)	К2(10,5 кВ)	К3(10,5 кВ)	К5(10,5 кВ)
Ток трехфазного КЗ, А	Макс	11200	800	3100	5800
	Мин	9700	720	2580	5890

**Решение.** Выполним расчет тока срабатывания ТО АК1.  
Приведем величину тока КЗ в точке К1 к напряжению 10,5 кВ.  
Максимальный режим

$$I_{\text{ПО}10,5\text{макс}} = I_{\text{ПО}0,4\text{макс}} \frac{0,4}{10,5} = 11200 \frac{0,4}{10,5} = 426,7 \text{ А.}$$

Минимальный режим

$$I_{\text{ПО}10,5\text{мин}} = I_{\text{ПО}0,4\text{мин}} \frac{0,4}{10,5} = 9700 \frac{0,4}{10,5} = 369,5 \text{ А.}$$

Ток срабатывания ТО АК1

$$I_{\text{с.з. ТОАК1}} \geq K_{\text{н}} I_{\text{ПО1макс}}^{(3)} = 1,1 \cdot 426,7 = 469,4 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности ТО АК1

$$K_{\text{ч. ТОАК1}} = I_{\text{ПОК2мин}}^{(2)} / I_{\text{с.з. ТОАК1}} = 0,867 \cdot 688 / 469,4 = 1,27,$$

что удовлетворяет требованиям [1].

Расчет тока срабатывания ТО АК2 (первая зона):

$$I_{\text{с.з. ТОАК1}} \geq K_{\text{н}} I_{\text{ПО2макс}}^{(3)} = 1,1 \cdot 800 = 880 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности ТО АК2 (первая зона):

$$K_{\text{ч. ТОАК2}} = I_{\text{ПОК3мин}}^{(2)} / I_{\text{с.з. ТОАК2}} = 0,867 \cdot 2680 / 880 = 2,64,$$

что удовлетворяет требованиям [1].

Расчет тока срабатывания ТО АК2 (вторая зона):

$$I_{\text{с.з. ТОАК2}} \geq K_{\text{н2}} I_{\text{с.з. ТОАК1}} = 1,1 \cdot 469,4 = 516,3 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности ТО АК2 (вторая зона):

$$K_{\text{ч}} = I_{\text{ПОмин}}^{(2)} / I_{\text{с.з. ТОАК2}} = 0,867 \cdot 720 / 516,3 = 1,21,$$

что соответствует требованиям [1].

Принимаем время срабатывания ТО АК2 равным 0,3 с.

Расчет тока срабатывания ТО АК3 (первая зона):

$$I_{\text{с.з. ТОАК3}} \geq K_{\text{н}} I_{\text{КЗмакс}}^{(3)} = 1,1 \cdot 3100 = 3410 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности ТО АКЗ (первая зона):

$$K_{ч\text{ТОАКЗ}} = I_{\text{ПОК4мин}}^{(2)} / I_{с.з\text{ТОАКЗ}} = 0,867 \cdot 5890 / 3410 = 1,5,$$

что удовлетворяет требованиям [1].

Расчет тока срабатывания ТО АКЗ (вторая зона):

$$I_{с.з\text{ТОАКЗ}} \geq K_{н2} I_{с.з\text{ТОАК2}} = 1,1 \cdot 880 = 968 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности ТО АКЗ (вторая зона):

$$K_{ч} = I_{\text{ПОмин}}^{(2)} / I_{с.з\text{ТОАКЗ}} = 0,867 \cdot 2580 / 958 = 2,5,$$

что удовлетворяет требованиям [1].

Принимаем время срабатывания ТО АКЗ равным 0,3 с.

**5.5.3. Схемы токовых отсечек** по принципу действия аналогичны схемам МТЗ. Отличие ТО по первой зоне от МТЗ заключается в отсутствии органа выдержки времени (рис. 5.21).

Схема трехступенчатых токовых защит от КЗ (две зоны ТО и одна МТЗ) приведена на рис. 5.22 для электромеханических реле.

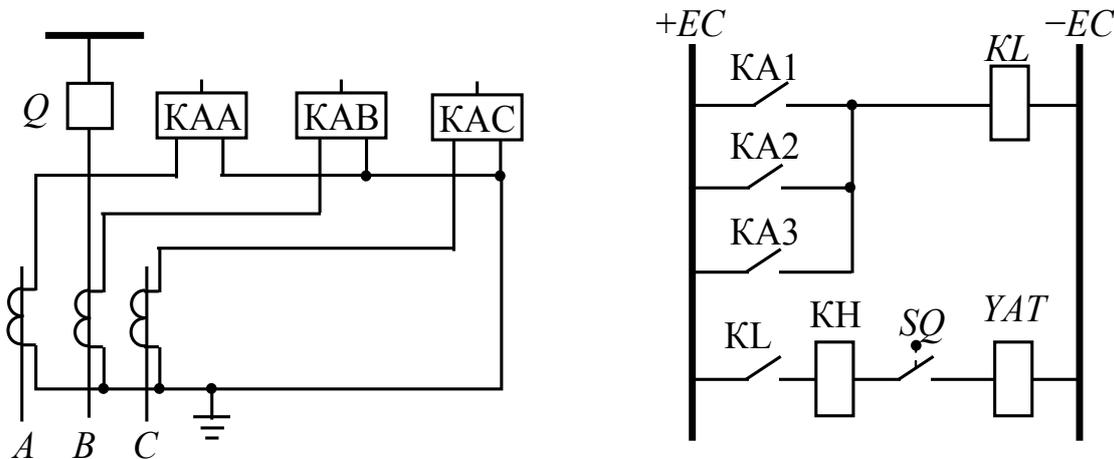


Рис. 5.21. Схема ТО (1-я зона) на постоянном оперативном токе в трехфазном трехрелейном исполнении

Пример схемы присоединения цифрового реле показан на рис. 5.23. Цифровое реле обеспечивает трехступенчатую токовую защиту от КЗ (две зоны ТО и одна – МТЗ). Уставки срабатывания МТЗ и двух зон ТО задаются программированием с помощью кнопок, расположенных на лицевой части цифрового реле АК.

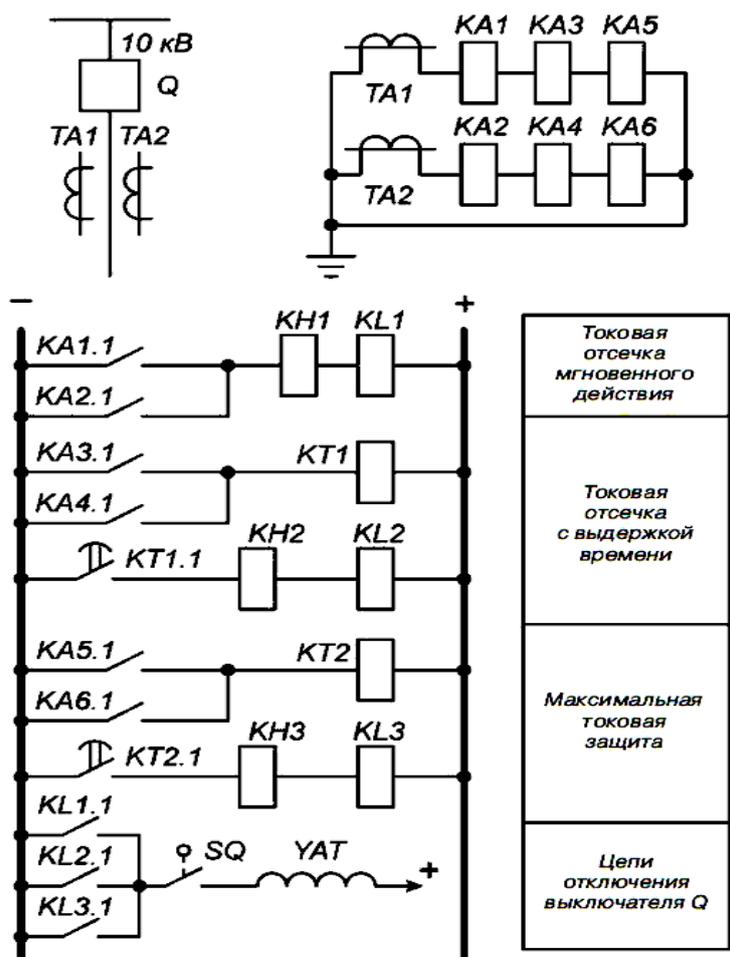


Рис. 5.22. Схема ТО (1-я зона), ТО с выдержкой времени (2-я зона) и МТЗ на постоянном оперативном токе в двухфазном двухрелейном исполнении

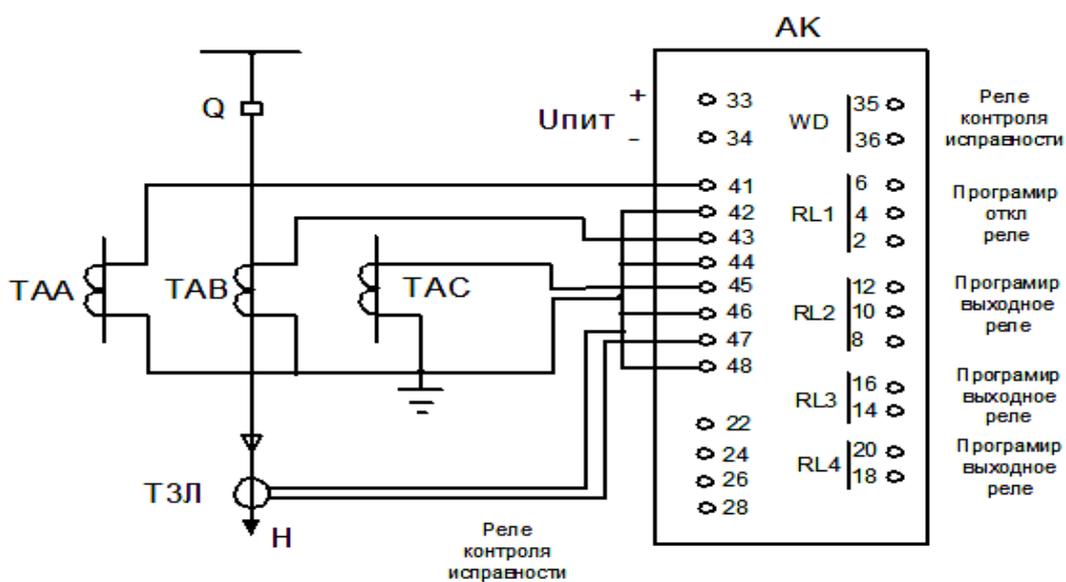


Рис. 5.23. Принципиальная схема присоединения цифрового реле для обеспечения МТЗ и двух зон ТО

## 5.6. Защита от перегрузки

Защита от перегрузки действует на сигнал. Ток срабатывания защиты от перегрузки определяется по формуле

$$I_{с.з} = \frac{K_H}{K_B} I_{НОМ}, \quad (5.28)$$

где  $K_H = 1,05$  – коэффициент надежности;  $I_{НОМ}$  – номинальный ток защищаемого оборудования, А. Время срабатывания защиты от перегрузки принимается равным  $t_{с.з} = 9-10$  с.

## 5.7. Защита от замыканий на землю в сетях 6–35 кВ

**5.7.1. Общие положения.** Сети напряжением 6–35 кВ работают с изолированной или компенсированной через дугогасящий реактор нейтралью. Поэтому значения емкостных токов однофазного замыкания на землю (ЗЗ) невелики, они не превышают 5–30 А. Как правило, при ЗЗ не требуется немедленного отключения поврежденного присоединения, а необходимо принять меры по переводу нагрузки на резервный источник, а затем отключить поврежденную линию. Необходимо помнить, что в случае дугового ЗЗ на одном из присоединений во всей электрически связанной сети возникают опасные перенапряжения (до  $4,2U_{\phi}$ ), воздействующие на изоляцию электроустановок. Эта одна из главных причин выхода из строя высоковольтного оборудования, подключенного к сети 6–10 кВ, особенно электродвигателей.

В соответствии с [1] для селективного обнаружения однофазных замыканий на каждом присоединении должна быть установлена защита от замыканий на землю (защита нулевой последовательности), которая в одних случаях действует на сигнал, в других – на отключение. В частности, на тех электродвигателях, у которых емкостной ток замыкания на землю превышает 5 А (первичных), защита должна действовать на отключение без замедления.

В цифровых реле для защиты нулевой последовательности применяются те же принципы построения защит от замыкания на землю, что и в аналоговых защитах.

**5.7.2. Принципы построения схем защиты от замыканий на землю в сетях 6–35 кВ.** Признаки, по которым можно отличить поврежденную линию от неповрежденной, следующие:

– величина тока нулевой последовательности ( $3I_0$ ) в неповрежденной линии меньше, чем в поврежденной;

– направление вектора тока  $3I_0$  в поврежденной и неповрежденной линиях противоположное.

На практике применяют два вида защит от замыкания на землю: ненаправленную (по 1-му признаку) и направленную (по 2-му признаку).

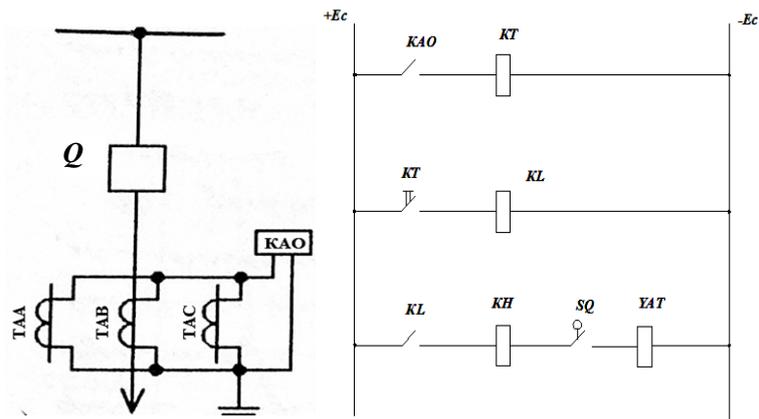
Ненаправленная токовая защита реагирует на полный ток нулевой последовательности и предназначена для радиальных сетей.

Для выделения емкостного тока из общего тока нагрузки линии применяют фильтр тока нулевой последовательности (рис. 5.24, а). Существенным осложнением является то, что ток замыкания на землю имеет малую величину.

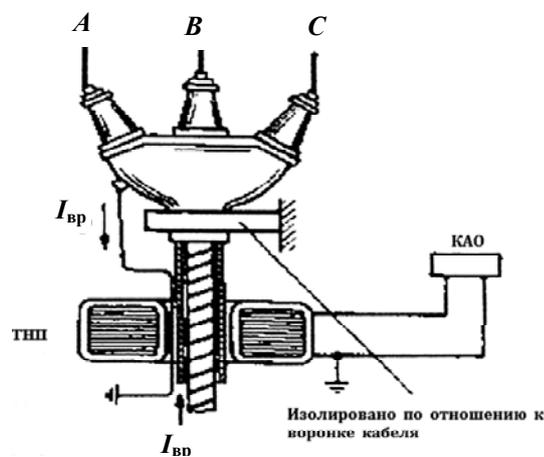
Для защиты от замыканий на землю используют специальные трансформаторы тока нулевой последовательности типа ТЗЛ, ТЗР, которые можно применить только при наличии кабельного вывода из ячейки (рис. 5.24, б). Измерительные органы цифровых устройств имеют высокую чувствительность и малое потребление ( $I_{cp} = 0,05$  А,  $S_{потр} = 0,01$  В · А). Это позволяет не добиваться наивысшей отдачи мощности от ТНП.

Для кабельных линий изготавливаются ТНП типа ТЗ с неразъемным магнитопроводом, надеваемым на кабель до монтажа воронки, а также типа ТЗР и ТФ с разъемным магнитопроводом, которые можно устанавливать на кабелях, находящихся в эксплуатации без снятия кабельной воронки. Конструкция кабельного ТНП показана на рис. 5.24, б.

При прохождении токов по оболочке неповрежденного кабеля, охваченного ТНП, в реле КА ЗЗ появляется ток, от которого релейная защита может подействовать неправильно. Эти токи появляются при замыканиях на землю вблизи кабеля или при работе сварочных аппаратов. Для исключения ложной работы релейной защиты необходимо компенсировать влияние блуждающих токов, замыкающихся по проводящей оболочке и броне кабеля. С этой целью воронка и оболочка кабеля на участке от воронки до ТНП изолируются от земли (рис. 5.24), а заземляющий провод присоединяется к воронке кабеля и пропускается через окно ТНП. При таком исполнении ток, проходящий по броне кабеля, возвращается по заземляющему проводу, поэтому магнитные потоки в магнитопроводе ТНП от токов в броне и проводе взаимно уничтожаются. При этом магнитопровод ТНП должен быть надежно изолирован от брони кабеля.



а)



б)

Рис. 5.24. Ненаправленная токовая защита с использованием фильтра токов нулевой последовательности (а) и с использованием кабельного ТНП (б)

Для разветвленных сетей с изолированной нейтралью, где емкостной ток одного фидера значительно меньше общего емкостного тока, в качестве ЗЗ можно применить токовую защиту высокой чувствительности. Такая защита имеется в микропроцессорных токовых устройствах защиты. При малой протяженности кабелей в сети, или, если кабели разной длины и ток в одном кабеле соизмерим с общим током замыкания на землю, требуется применить направленную защиту нулевой последовательности.

Выполнить достаточно чувствительную ненаправленную защиту можно лишь в том случае, если значение  $\sum I_c$  превышает величину  $I_{c.пр}$  более чем в 5 раз. То есть такую защиту можно применить только в достаточно разветвленной электрической сети. В противном случае применяют направленную ЗЗ.

Защиты по току нулевой последовательности, подключаемые к трансформаторам тока нулевой последовательности отечественного производства, нельзя настраивать, непосредственно выставляя уставку в реле. Коэффициент трансформации этих трансформаторов резко меняется в зависимости от нагрузки из-за их малой мощности. На уставку влияет даже сопротивление соединительных проводов. Поэтому настройка ведется по первичному току, подаваемому через провод, пропущенный через зазор ТНП. В расчетах можно принять коэффициент трансформации ТНП равным 25.

### 5.7.3. Выбор тока срабатывания ненаправленной защиты ЗЗ.

Емкостные сопротивления элементов электрической системы значительно превышают их индуктивные и активные сопротивления, что позволяет при определении тока замыкания на землю пренебречь ими и, следовательно, считать, что величина этого тока практически не зависит от места замыкания в сети.

Кроме того, ток замыкания на землю относительно мал и поэтому можно считать, что напряжение источника всегда остается неизменным.

Наибольшая величина тока замыкания на землю будет при металлическом замыкании, т. е. при  $R_{\text{п}} = 0$  и при этом замыкания на землю в 3 раза превышает емкостной ток на землю одной фазы в нормальных условиях.

Уставка по току защиты от замыкания на землю рассчитывается по условию несрабатывания защиты от собственного емкостного тока данного присоединения (линии или электродвигателя) по выражению

$$I_{\text{с.з}} \geq K_{\text{отс}} K_{\text{бр}} I_{\text{с.пр}}, \quad (5.29)$$

где  $K_{\text{отс}}$  – коэффициент отстройки, принимаемый равным 1,2;  $K_{\text{бр}}$  – коэффициент, учитывающий бросок емкостного тока в момент возникновения ОЗЗ:

– для реле типа РТЗ-51  $K_{\text{бр}} = 2,0-3,0$ ;

– для цифровых реле  $K_{\text{бр}} = 1,0-1,5$ ;

$I_{\text{с.пр}}$  – максимальное значение собственного емкостного тока защищаемого присоединения при внешнем КЗ.

Выбранный по (5.29) ток срабатывания защиты необходимо проверить по условию чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = (\sum I_{\text{с}} - I_{\text{с.пр}}) / I_{\text{с.з}} \geq 1,2-1,5, \quad (5.30)$$

где  $\sum I_{\text{с}}$  – суммарный емкостной ток всех присоединений данной электрической сети, с учетом возможного отключения одного из них на ремонт.

**5.7.4. Выбор параметров срабатывания направленной защиты ЗЗ.** В радиальных сетях, когда собственные емкостные токи отдельных присоединений велики и соизмеримы с полным током сети ненаправленная токовая защита неприемлема. Поэтому применяют направленную токовую защиту. Такая защита входит в устройства MiCOM P125-127, БМРЗ, Sepam 2000 и в защиту ЗЗП-1М и ЗЗН производства ЧЭАЗ.

Определить направление тока  $3I_0$  можно, если его вектор сравнить с неким вектором базовой величины, в качестве которого принят для всех линий вектор напряжения нулевой последовательности  $3U_0$ , получаемый от обмотки разомкнутого треугольника трансформатора напряжения типа НТМИ или НАМИТ. В неповрежденных линиях протекают собственные емкостные токи, поэтому векторы токов  $3I_0$  в неповрежденных линиях опережают вектор напряжения  $3U_0$  на  $90^\circ$ . Следовательно, вектор тока  $3I_0$  в поврежденной линии отстает от вектора  $3U_0$  на  $90^\circ$ . Поэтому в аналоговых реле типов ЗЗП-1М и ЗЗН применяется измерительный орган направления мощности нулевой последовательности с углом максимальной чувствительности равны  $+90^\circ$ . Направленная защита применяется в сетях с токами замыкания на землю более 0,5 А (первичных) и в случае недостаточной чувствительности ненаправленной защиты.

В качестве уставок направленной защиты в цифровое реле вводятся следующие параметры:

- значение напряжения  $3U_0 = 15\text{--}20$  В для отстройки от небаланса фильтра напряжения нулевой последовательности;
- характеристический угол  $\varphi_{м.ч} = +90^\circ$ ;
- выдержка времени срабатывания; для электродвигателей выбирается  $t_{с.з} = 0,1$  с, но допускается  $t_{с.з} = 0,5$  с в случае применения линейных трансформаторов тока в трех фазах.

Уставка по току выбирается по условию обеспечения гарантированного коэффициента чувствительности, равного 2

$$I_{с.з} = (\sum I_c - I_{с.пр}) / 2. \quad (5.31)$$

Значение  $I_{с.з}$  должно быть принято более 0,3 А (первичных), иначе может произойти неселективное срабатывание цифрового реле при внешних замыканиях на землю.

**Пример 5.8.** Рассчитать ток замыкания на землю в сети напряжением 10 кВ с изолированной нейтралью и ток срабатывания ЗЗ всех присоединений (рис. 5.25).

### Решение

Емкостной ток кабельной линии КЛ1:

$$I_{c.кЛ} = \frac{10,5 \cdot 10}{10} = 10,5 \text{ А.}$$

Емкостной ток кабельной линии КЛ2:

$$I_{c.кЛ} = \frac{10,5 \cdot 8}{10} = 8,4 \text{ А.}$$

Длина кабельных линий  $L_{\Sigma кЛ} = 10 + 8 = 18$  км.

Емкостной ток кабельных линий:

$$I_{c.кЛ} = \frac{10,5 \cdot 18}{10} = 18,9 \text{ А.}$$

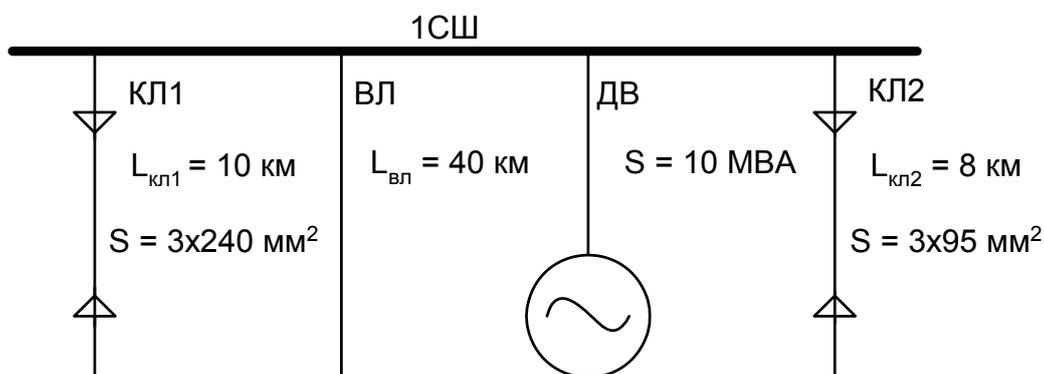


Рис. 5.25. Расчетная схема к примеру 5.8

Емкостной ток воздушной линии ВЛ:

$$I_{c.ВЛ} = U_{л} L_{ВЛ} / 350 = 10,5 \cdot 40 / 350 = 1,2 \text{ А.}$$

Емкостной ток двигателей:

$$I_{c.ДВ} = 0,03 \cdot 10 = 0,3 \text{ А.}$$

Суммарный емкостной ток замыкания на землю равен:

$$I_{c\Sigma} = I_{c.кЛ} + I_{c.ВЛ} + I_{c.ДВ} = 18,9 + 1,2 + 0,3 = 20,4 \text{ А.}$$

Ток срабатывания составит:

$$I_{c.зКЛ1} \geq K_{отс} K_{бр} I_{c.пр} = 1,2 \cdot 2,0 \cdot 10,5 = 25,2 \text{ А;}$$

$$I_{c.зКЛ2} \geq K_{отс} K_{бр} I_{c.пр} = 1,2 \cdot 2,0 \cdot 8,4 = 20,16 \text{ А};$$

$$I_{c.зВЛ} \geq K_{отс} K_{бр} I_{c.пр} = 1,2 \cdot 2,0 \cdot 1,2 = 2,28 \text{ А};$$

$$I_{c.зДВ} \geq K_{отс} K_{бр} I_{c.пр} = 1,2 \cdot 2,0 \cdot 0,3 = 0,72 \text{ А}.$$

Коэффициенты чувствительности:

$K_{ч.КЛ1} = 20,4 - 10,5 / 25,2 = 0,388$  (ЗЗ не удовлетворяет требованиям [1]);

$K_{ч.КЛ2} = 20,4 - 8,4 / 20,16 = 0,595$  (ЗЗ не удовлетворяет требованиям [1]);

$K_{ч.ВЛ2} = 20,4 - 1,2 / 2,28 = 6,67$  (ЗЗ удовлетворяет требованиям [1]);

$K_{ДВ} = 20,4 - 0,3 / 0,72 = 27,9$  (ЗЗ удовлетворяет требованиям [1]).

Так как коэффициенты чувствительности для защит кабельных линий не удовлетворяют требованиям [1], то предусматриваем установку на них направленной ЗЗ с током срабатывания:

$$I_{c.зКЛ1} = (\sum I_c - I_{c.КЛ1}) / 2 = (20,4 - 10,5) / 2 = 4,95 \text{ А};$$

$$I_{c.зКЛ2} = (\sum I_c - I_{c.КЛ2}) / 2 = (20,4 - 8,4) / 2 = 6,0 \text{ А}.$$

**5.7.5. Защита от замыкания на землю в сетях с компенсированной нейтралью.** В разветвленных электрических сетях 6–35 кВ при относительно больших емкостных токах замыкания на землю более 20–30А в нейтраль включают индуктивность, резонансно настроенную с емкостью на частоте 50 Гц сети (дугогасящий реактор – ДГР). В настоящее время серийно выпускаются автоматические регуляторы ДГР типа РУОМ. Этот ДГР при отсутствии ЗЗ работает в режиме холостого хода, но его автоматика постоянно следит за изменением емкости сети и в момент возникновения ЗЗ выводит ДГР на режим резонансной настройки. При полной компенсации емкости сети в точке замыкания на землю ток практически отсутствует. В этой связи рассмотренные выше защиты, реагирующие на ток  $3I_0$ , принципиально не могут быть использованы в компенсированных сетях. Для таких сетей заводом ЧЭАЗ «Чебоксары» выпускается аналоговое устройство сигнализации типа УСЗ-ЗМ, принцип действия которого основан на измерении гармонических составляющих тока ЗЗ (от 150 до 550 Гц) в каждом присоединении. Поврежденное присоединение определяется по наибольшему значению высокочастотных составляющих тока ЗЗ (относительный замер). В цифровом реле типа SPAC 2000 используется такой же принцип действия, но измерение производится одновременно в каждом присоединении, а результаты выводятся на дисплей.

В цифровых реле для компенсированных сетей применяется направленная защита от замыкания на землю, реагирующая на направление вектора активной составляющей тока замыкания на землю ( $3I_0$ ). Величина активной составляющей тока очень мала, но цифровой принцип измерения позволяет его обнаружить и сравнить с уставкой. Защита характеризуется своей способностью обнаружения коротковременно повторяющихся замыканий на землю в течение выдержки времени при перемежающейся дуге.

**5.7.6. Выбор уставок релейной защиты при резистивном заземлении нейтрали.** Пусковым сигналом для защиты является ток нулевой последовательности ТТНП, который установлен на каждом отходящем присоединении.

Существует два условия выбора тока срабатывания защиты:

1. Несрабатывание защиты при внешнем ЗЗ. Защита отстраивается от максимального собственного емкостного тока защищаемого присоединения. Ток срабатывания защиты определяется по выражению (5.28), где  $I_{с.пр}$  – максимальное значение собственного емкостного тока защищаемого присоединения при внешнем КЗ определяется с учетом тока через резистор.

2. Срабатывание (чувствительность) защиты при ЗЗ на защищаемом присоединении

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_3}{I_{с.з}}$$

где  $I_{с.з}$  – полный ток ЗЗ (геометрическая сумма суммарного емкостного тока и активного тока резисторного заземления), протекающий в месте установки защиты при ОЗЗ на защищаемом присоединении.

Коэффициент чувствительности должен составлять:  $K_{\text{ч}} = 1,5$  – для защит воздушных и кабельных линий;  $K_{\text{ч}} = 2,0$  – для защит электродвигателей.

## 5.8. Особенности автоматического повторного включения линий

Однократное АПВ обязательно применяется на воздушных и смешанных линиях, иногда применяется и на кабельных линиях.

Уставки АПВ на тупиковых линиях не требуют специальных расчетов. Необходимость задания выдержки времени АПВ диктуется следующими соображениями:

– после отключения линии должна восстановиться изоляция в месте повреждения – произойти деионизация внешней среды, заплыв место пробоя кабеля, упасть наброс, попавший на линию электропередачи;

– выключатель должен восстановить отключающую способность, например дугогасительная камера должна заполниться маслом.

Все эти процессы заканчиваются через 2 с. Эта уставка АПВ и предлагается к выполнению на указанных устройствах, т. е.  $t_{АПВ} = 2,0$  с.

В ряде случаев такой длительный перерыв питания не допускается потребителем из-за возможности нарушения технологического процесса. В этом случае выдержка времени АПВ может быть уменьшена до требуемой величины, если это позволяет примененный выключатель.

Кроме уставки по времени срабатывания, в реле необходимо указать время готовности АПВ. Время готовности позволяет исключить АПВ при повторяющихся КЗ, а также при первом включении выключателя на устойчивое КЗ. Практически выбор времени готовности определяется решением руководства службы РЗА предприятия. При отсутствии такого решения можно установить время равным 30 с.

## 5.9. Применение схемы защиты с дешунтированием электромагнита отключения выключателя

В качестве автономной защиты без использования дополнительного источника оперативного тока в распределительных сетях широко используются схемы с дешунтированием (рис. 5.26). Они выполняются на электромеханических реле с мощными контактами, позволяющими дешунтировать большие токи, протекающие при КЗ.

В нагрузочном режиме и при КЗ до срабатывания защиты ток протекает через нормально закрытый контакт реле защиты ( $KA$ ), шунтирующий электромагнит отключения ( $YAT$ ). При срабатывании защиты реле переключается, электромагнит отключения раскорачивается (дешунтируется) и в него поступает ток от ТТ. Если тока достаточно для отключения, то электромагнит срабатывает и выключатель отключается.

Для схем с дешунтированием применяются индукционные токовые реле типа РТ-80 или РТ-90 или некоторые модификации цифровых реле. В них взамен электромеханического реле для дешунтирования применен симистор ТС-132-50-10, позволяющий дешунтировать токи до 150 А и более. Нормально симистор открыт и ток течет через него,

минуя электромагнит отключения. При срабатывании защиты симистор закрывается и электромагнит отключения срабатывает.

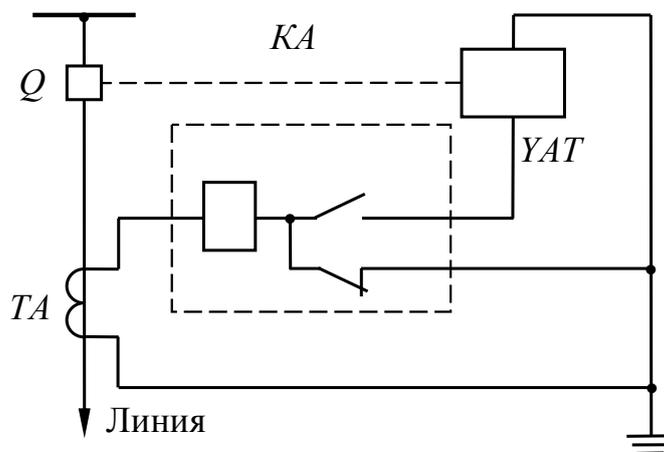


Рис. 5.26. Схема дешунтирования на электромеханическом реле тока:  
*KA* – реле со специальными усиленными контактами  
 (например, реле РТ-85 или РТ-95)

## 5.10. Поперечная дифференциальная защита параллельных линий

Основной недостаток ступенчатых токовых защит на параллельных линиях заключается в том, что КЗ отключаются с выдержкой времени, поскольку в защите используется принцип обеспечения селективности выбором выдержек времени. Однако даже небольшое замедление отключения КЗ для линий до 35 кВ, как правило, допустимо. Исключение составляют линии, питающиеся от подстанций с синхронными двигателями или генераторами. По условию устойчивости этих машин КЗ в линии, при которых уровень провала напряжения на шинах подстанции достигает более  $0,6U_n$ , должны отключаться без выдержки времени. На одиночных линиях функцию ускорения выполняют ТО (кроме коротких линий, где применяется продольная дифференциальная защита). На параллельных линиях применяют поперечную дифференциальную защиту.

Принцип действия направленной поперечной дифференциальной защиты поясняется на рис. 5.27. Трансформаторы тока одноименных фаз двух линий включены на разность токов. Ток, протекающий в реле:

$$I_p = I_1 - I_2.$$

В цепь разности токов защиты включается пусковой орган (реле тока  $KA$ ) и измерительный орган (реле мощности  $KW$ ). При внешних КЗ в точке  $K_1$  или в режиме нагрузки токи  $I_1$  и  $I_2$  в параллельных линиях равны и направлены в одну сторону. Без учета погрешности ТТ  $I_p = I_1 - I_2 = 0$  и защита не работает.

При КЗ на одной из линий в точке  $K_2$  (в зоне действия защиты) токи  $I_1$  и  $I_2$  не равны друг другу. В защите АК1 и АК2 они разные по величине, а в защите АК3 и АК5 не равны по направлению. Если при этом разность токов  $I_p$  превысит порог срабатывания пускового органа, то защита сработает и ИО при положительном направлении этой разности определит поврежденную линию и отключит выключатель  $Q_1$  на подстанции А и  $Q_3$  на подстанции Б. Реле мощности  $KW$  в данной схеме применяется двухстороннего действия (например, реле РБМ-278).

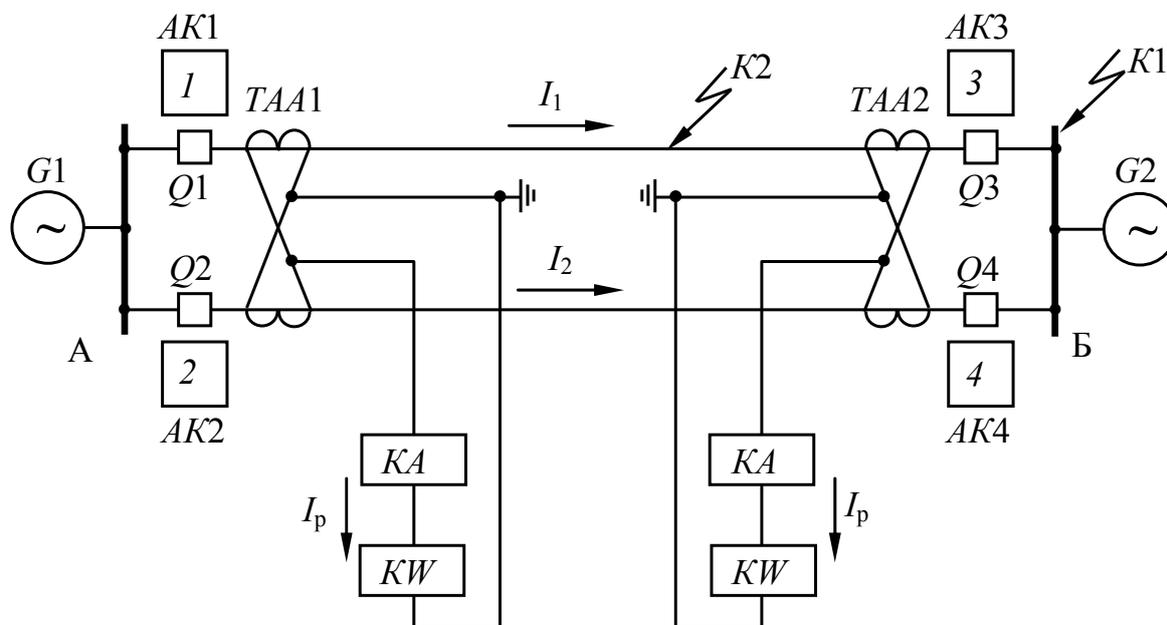


Рис. 5.27. Схема подключения реле тока  $KA$  и мощности  $KW$  в поперечной дифференциальной защите линий

Порог срабатывания (уставка) пускового органа выбирается по двум условиям:

1. Отстройка от тока небаланса ТТ:

$$I_{с.з} = K_{отс} \epsilon K_{од} K_a I_{к.макс} / 2. \quad (5.32)$$

2. Отстройка от максимального тока нагрузки в режиме, когда на противоположном конце линии отключен один выключатель:

$$I_{с.з} = K_{отс} I_{раб.макс} / K_{в}, \quad (5.33)$$

где  $K_{отс} = 1,2$  – коэффициент отстройки;  $\varepsilon = 0,1$  – погрешность ТТ;  $K_{од}$  – коэффициент однотипности ТТ,  $K_{од} = 0,5$ ;  $K_a$  – коэффициент апериодической составляющей,  $K_a = 2$ ;  $I_{к.макс}$  – максимальный ток внешнего КЗ (по каждой цепи проходит половина тока КЗ);  $K_{в}$  – коэффициент возврата пускового реле.

Принимается наибольшее значение тока и проверяется чувствительность защиты:

$$K_{ч} = I_p / I_{с.з} \geq 2; K_{ч} = I_k / I_{с.з} \geq 1,5, \quad (5.34)$$

где  $I_p$  – разность токов по двум линиям, при КЗ на одной из них в середине участка АБ;  $I_k$  – полный ток КЗ в точке повреждения после отключения поврежденной линии с одной стороны.

К недостатку поперечной дифференциальной защиты относится каскадность действия защиты при КЗ вблизи подстанций А и Б, а также необходимость иметь резервную ступенчатую токовую защиту на случай отключения одной из линий. В данном случае зона каскадного действия определяется участком линии, на котором при КЗ разность токов  $I_p$  меньше уставки защиты  $I_{с.з}$ :

$$L_{к.д} = 100 I_{с.з} / I_k, \quad \%,$$

где  $I_k$  – ток КЗ на шинах противоположной подстанции.

Обычно зона каскадного действия не превышает 10 % длины линии.

Поперечная дифференциальная защита обладает абсолютной селективностью и применяется в сетях 110–220 кВ как дополнительная к основной защите нулевой последовательности. В сетях 6–35 кВ эта защита используется как основная там, где требуется ускоренное отключение КЗ.

## 5.11. Расчет параметров максимальной токовой направленной защиты (МТНЗ)

**5.11.1. Принцип действия МТНЗ.** В сетях с двухсторонним питанием, в сложных сетях с одним или несколькими источниками питания невозможно добиться селективного действия МТЗ и ТО (рис. 5.28).

В случае МТЗ при КЗ в точке  $K1$ :  $t_2 < t_3$  и  $t_2 < t_5$ , а при КЗ в точке  $K2$ :  $t_3 < t_2$  и  $t_3 < t_1$ . Из этих неравенств видно, что к защитах АК2 и АК3 предъявляются противоречивые требования. Невозможно выполнить условие, чтобы в одно и то же время выдержка времени защиты АК2 была бы и больше и меньше выдержки времени защиты АК3. Поэтому в таких сетях МТЗ не может быть селективной.

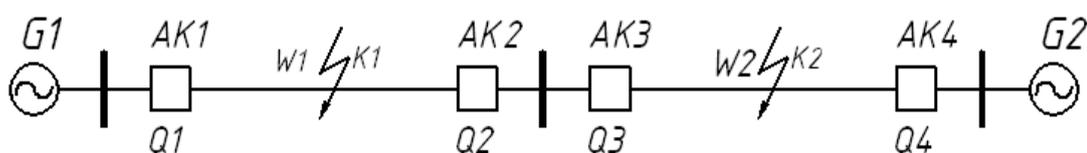


Рис. 5.28. Система электроснабжения с двумя источниками питания  $G1$  и  $G2$

Токовые отсечки могут быть селективными в сетях с двухсторонним питанием, но при этом они, как правило, имеют недостаточную чувствительность.

Всеми перечисленными недостатками не обладает максимальная токовая направленная защита линий.

МТНЗ реагирует не только на абсолютную величину тока в защищаемой линии, но и на фазу этого тока относительно напряжения на шинах у места установки защиты, т. е. действует в зависимости от направления мощности при КЗ. Такое ее действие обеспечивается благодаря включению в схему защиты реле направления мощности.

### 5.11.2. Выбор уставок МТНЗ

*Выбор тока срабатывания МТНЗ.* Ток срабатывания реле тока в простейшем случае для МТНЗ определяется по выражению

$$I_{\text{ср}} = \frac{K_{\text{отс}} K_3 K_{\text{сх}}}{K_{\text{в}} K_I} I_{\text{н.макс}}, \quad (5.35)$$

где  $I_{\text{н.макс}}$  — максимальный ток нагрузки защищаемой линии с учетом возможности размыкания сети или отключения одного источника питания.

При определении  $I_{\text{н.макс}}$  принимается только максимальный режим, соответствующий направлению мощности от шин в линию.

В сетях с двухсторонним питанием токи срабатывания защит, действующих в одном направлении, должны согласовываться по чувствительности, возрастая при приближении к источнику питания (рис. 5.29). Это согласование производится только для защит, входящих в одну группу (например — защиты АК2, АК4 и АК6).

В общем случае

$$I_{с.з.п} = K_{зап} I_{с.з.(n-1)}, \quad (5.36)$$

где  $K_{зап}$  принимается равным 1,1.

Таким образом, характеристики срабатывания должны удовлетворять встречно-ступенчатому принципу и выбираться по условию, дающему большее значение тока.

*Выбор времени срабатывания МТНЗ.* Наличие реле мощности в схемах МТНЗ АК2 и АК3 (см. рис. 5.29) дает возможность не согласовывать между собой их выдержки времени. При КЗ в точке К1 токи будут одинаковы через защиты АК2, АК4 и АК6 и эти защиты придут в действие.

Для селективного действия защит необходимо, чтобы выдержка времени  $t_2$  защиты АК2 была меньше выдержки времени  $t_4$  защиты АК4, а выдержка времени  $t_6$  защиты АК6 была больше выдержки времени  $t_4$  защиты АК4.

Точно также должны быть согласованы между собой выдержки времени защит АК1, АК3 и АК5 при КЗ в точке К2. Таким образом, защиты рассматриваемого участка разбиваются на две группы – четную и нечетную, не связанные между собой выдержками времени.

Рассмотрим сеть, приведенную на рис. 5.29. Минимальную выдержку времени имеют защиты АК2 и АК5. Они отстраиваются от защит других присоединений подстанций А и Г. В каждой группе защит время срабатывания увеличивается по мере приближения к источникам питания. Принято называть выбор выдержек времени МТНЗ по встречно-ступенчатому принципу.

Учитывая наличие реле направления мощности, МТЗ будут работать селективно при КЗ в любой точке сети.

В пределах каждой группы выдержки времени выбираются по ступенчатому принципу

$$t_4 = t_2 + \Delta t \text{ и } t_1 = t_3 + \Delta t. \quad (5.37)$$

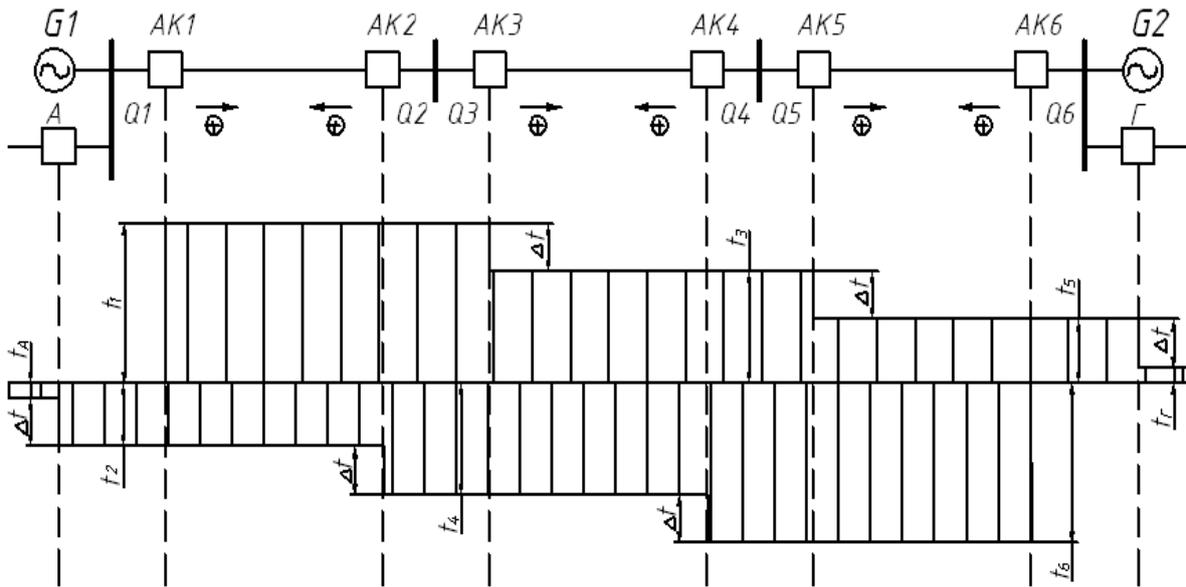


Рис. 5.29. Сеть с двухсторонним питанием

Как видно, подбор выдержек времени производится в предположении, что органы направления мощности установлены с обеих сторон каждой линии. Практически необходимое число реле мощности меньше. Так, если выдержки времени по концам конкретной линии одинаковы, реле мощности на этой линии не нужны. Если же выдержки времени различны, то реле мощности необходимо только для защит с меньшей выдержкой времени. Далее, если выдержки времени двух соседних защит (например АК2 и АК3 на рис. 5.29) отличаются более чем на  $\Delta t$ , то реле мощности необходимо установить только у защиты с меньшей выдержкой времени. Описанный метод подбора выдержек времени и мест установки реле мощности обеспечивает селективность действия защит.

**Пример 5.9.** На отходящих линиях с односторонним питанием (см. рис. 5.28) токи максимальных режимов составляют  $I_{нг1} = 300$  А,  $I_{нг2} = 200$  А,  $I_{нг3} = 100$  А.

Токи максимальных режимов составляют: от системы  $G1$  в  $G2$  300 А, а от  $G2$  в  $G1$  250 А. Необходимо определить токи срабатывания МТНЗ защит АК1–АК4.

**Решение**

Защита АК3:

$$I_{с.з.АК3} = \frac{K_{отс} K_{с.зап}}{K_B} (I_{G1-G2\max} + I_{нг3}) = \frac{1,1 \cdot 2,0}{0,95} (400 + 100) = 1157,9 \text{ А.}$$

Защита АК1:

$$I_{с.зАК1} = \frac{K_{отс} K_{с.зап}}{K_B} (I_{G1-G2\max} + I_{нг3} + I_{нг2}) = \frac{1,1 \cdot 2,0}{0,95} (400 + 100 + 200) = 1621 \text{ А.}$$

Защита АК2:

$$I_{с.зАК2} = \frac{K_{отс} K_{с.зап}}{K_B} (I_{G2-G1\max} + I_{нг1}) = \frac{1,1 \cdot 2,0}{0,95} (250 + 300) = 1273,7 \text{ А.}$$

Защита АК4:

$$I_{с.зАК4} = \frac{K_{отс} K_{с.зап}}{K_B} (I_{G2-G1\max} + I_{нг1} + I_{нг2}) = \frac{1,1 \cdot 2,0}{0,95} (250 + 300 + 200) = 1736,8 \text{ А.}$$

**Пример 5.10.** На отходящих линиях с односторонним питанием (рис. 5.30) указаны времена срабатывания МТЗ. Для сети с несколькими источниками питания для обеспечения селективности определить:

- какие защиты должны быть направленными и какие ненаправленными;
- выдержки времени на всех линиях и на источниках питания, приняв ступень селективности, равную 0,3 с.

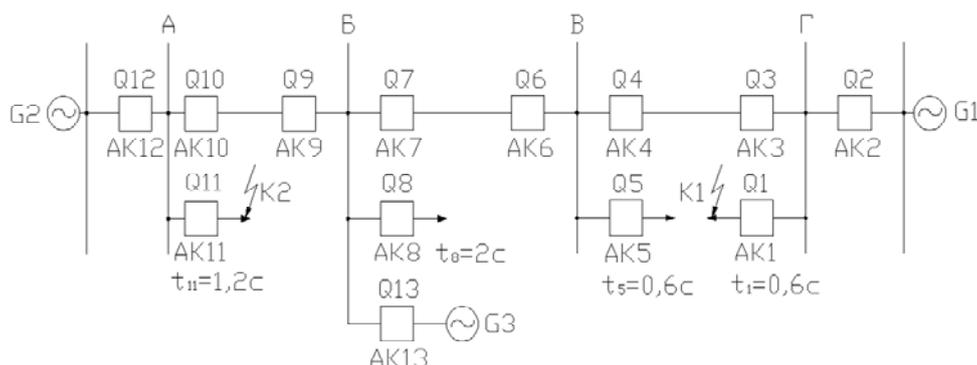


Рис. 5.30. Расчетная схема к примеру 5.10

**Решение.** В сети с несколькими источниками питания для обеспечения селективности необходимо применить МТЗ, чтобы они действовали на отключение только при направлении мощности КЗ от шин в сторону линии.

На линиях между подстанциями А, Б, В и Г защиты АК3, АК4, АК6, АК7, АК9 и АК10 должны быть направленными, а АК2, АК12 и АК13 – ненаправленными.

Так, при КЗ в точке К1 на отключение могут действовать МТЗ АК5, АК7, АК10 и ненаправленные МТЗ АК1, АК2, АК12 и АК13. Чтобы имело место селективное действие, необходимо выбрать выдержки времени МТЗ:

$$t_4 = t_1 + \Delta t = 0,6 + 0,3 = 0,9 \text{ с}; \quad t_7 = t_4 + \Delta t = 0,9 + 0,3 = 1,2 \text{ с}.$$

Защита АК10 должна быть согласована не с защитой АК7, а с защитой АК8, имеющей большую выдержку времени, т. е.

$$t_{10} = t_8 + \Delta t = 2,0 + 0,3 = 2,3 \text{ с}; \quad t_{12} = t_{10} + \Delta t = 2,3 + 0,3 = 2,6 \text{ с}.$$

Аналогично при КЗ в точке К2 возможно действие МТНЗ АК9, АК6, АК3 и ненаправленных защит АК11, АК12, АК13, АК2 и их времена срабатывания выбираются следующим образом:

$$t_9 = t_{11} + \Delta t = 1,2 + 0,3 = 1,5 \text{ с}.$$

Защита АК6 должна быть согласована с защитой АК8, имеющей время срабатывания большее, чем у защиты АК9, поэтому:

$$t_6 = t_8 + \Delta t = 2,0 + 0,3 = 2,3 \text{ с}; \quad t_3 = t_6 + \Delta t = 2,3 + 0,3 = 2,6 \text{ с};$$

$$t_2 = t_3 + \Delta t = 2,6 + 0,3 = 2,9 \text{ с}; \quad t_{13} = t_8 + \Delta t = 2,0 + 0,3 = 2,3 \text{ с}.$$

### 5.11.3. Схема МТНЗ (90-градусная схема включения реле мощности)

На рис. 5.31 приведена принципиальная схема МТНЗ с электро-механическими реле.

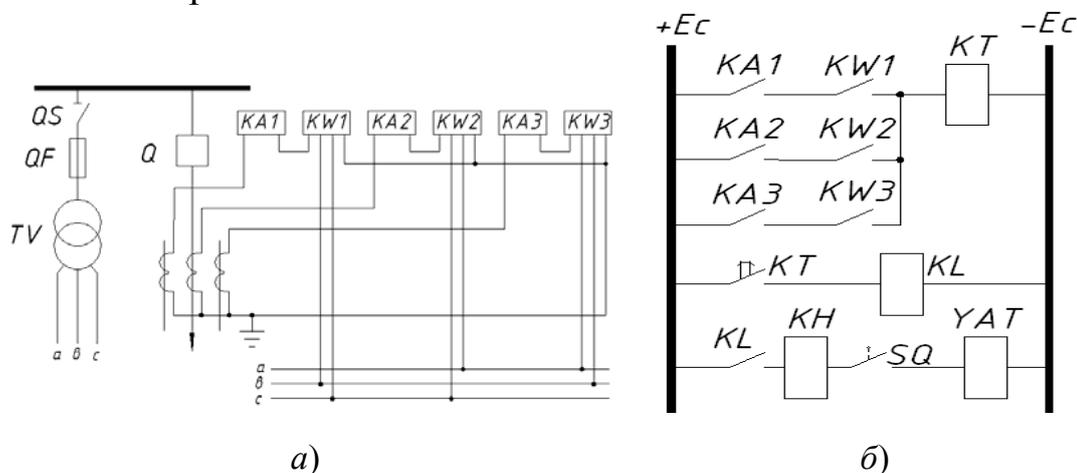


Рис. 5.31. Развернутая схема МТНЗ: а – схема токовых цепей и цепей напряжения; б – схема оперативных цепей; *KW* – реле мощности; *KA* – реле тока; *KL* – промежуточное реле; *KH* – указательное реле; *YAT* – катушка отключения выключателя *Q*

### 5.11.4. МТНЗ в кольцевых сетях

В кольцевых сетях с одним источником питания (рис. 5.32) выдержки времени МТНЗ выбираются по встречно-ступенчатому прин-

ципу. Защиты АК2 и АК5, установленные на приемных сторонах головных участков *АС* и *АВ*, выполняются без замедлений. Такая возможность определена тем, что при внешних КЗ мощность у места установки защит АК2 и АК5 всегда направлена от линий к шинам. Поэтому их органы направления мощности препятствуют срабатыванию защит. Защиты АК2 и АК5 также не будут срабатывать при повреждениях вне кольца на других присоединениях подстанции *А* (точка *К2*), так как ток повреждения при этом по кольцу не проходит.

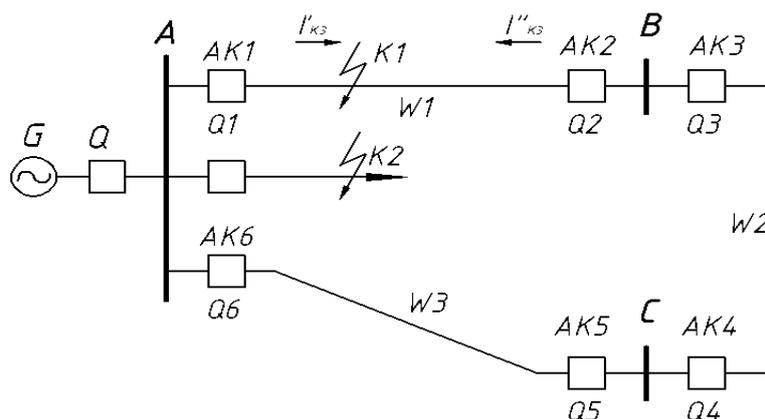


Рис. 5.32. Кольцевая сеть с одним источником питания

Только при КЗ на линиях *АС* или *АВ* органы направления мощности защит АК2 и АК5 будут срабатывать и защиты смогут подействовать на отключение. Это дает возможность выполнить их действие без замедления.

При КЗ на линии *АВ* вблизи шин подстанции *А* ток в точку КЗ проходит в основном через выключатель *Q1* и только небольшая доля тока КЗ замыкается по кольцу. По мере приближения точки КЗ к шинам подстанции *А* этот ток станет меньше тока срабатывания защиты АК2. Защита АК2 сможет сработать только после отключения выключателя *Q1*, когда весь ток повреждения будет замыкаться по кольцу и проходить через защиту АК2.

Таким образом, при повреждениях в пределах некоторой зоны защита АК2 действует всегда только после срабатывания защиты АК1. Такое поочередное действие защит называется каскадным, а зона – зоной каскадного действия. При каскадном действии защит время отключения поврежденного участка увеличивается.

Кроме того, может иметь место неправильная работа защит АК4 и АК6, органы направления мощности которых при КЗ в точке *К1* находятся в сработавшем состоянии. Неправильное действие защит мо-

жет произойти в том случае, если их токи срабатывания защит АК4 и АК6 окажутся меньше тока КЗ в точке К1.

**Пример 5.11.** Для кольцевой сети (рис. 5.33) с одним источником питания  $G$  выбрать выдержки времени МТНЗ и МТЗ и указать, какие из этих защит должны быть направленными и ненаправленными. Выдержки времени МТЗ отходящих линий с односторонним питанием, присоединенным к шинам А, Б, В, Г, Д, приведены на рис. 5.33, степень селективности принять  $\Delta t = 0,5$  с.

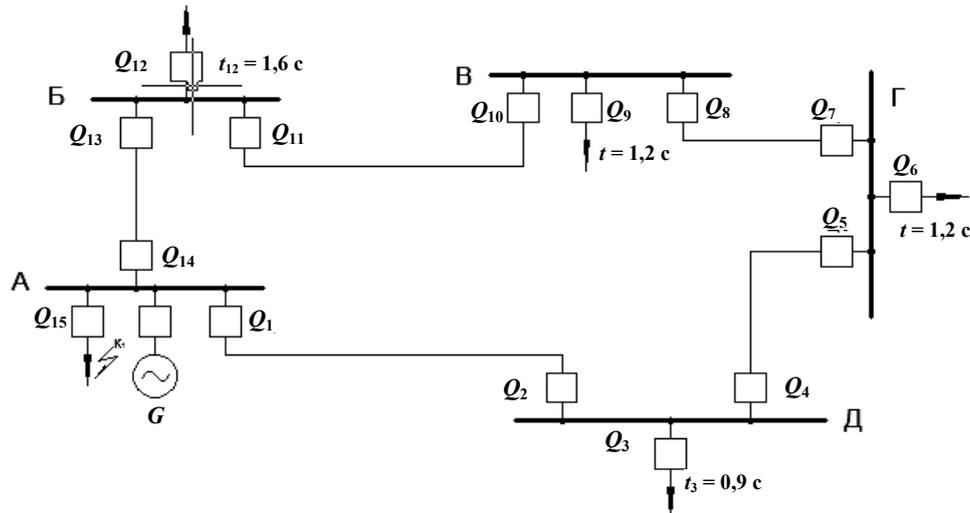


Рис. 5.33. Кольцевая сеть к примеру 5.11

**Решение.** В кольцевых сетях с одним источником питания выдержки времени МТНЗ выбираются по встречно-ступенчатому принципу. Однако в кольцевых сетях с одним источником питания направленные защиты АК2 и АК13, установленные на приемных концах головных линий АБ и АД, выполняются с небольшой выдержкой времени 0,3–0,5 с, которая необходима для отстройки от токов, генерирующихся электродвигателями нагрузки при КЗ в питающей сети (точка К1).

Кроме того, в кольцевой сети возможно каскадное действие защит АК2 и АК13 при КЗ вблизи шин А. При КЗ на линии АБ у шин А ток КЗ, в основном, проходит через выключатель Q15, поэтому защита АК13 будет действовать только после отключения выключателя Q15. Аналогично, защита АК2 начнет действовать после отключения выключателя Q1 при КЗ вблизи него. Таким образом, каскадное действие увеличивает время ликвидации КЗ.

Для кольцевой сети (см. рис. 5.33) обеспечить селективное действие возможно, если защиты АК2, АК5, АК8, АК10, АК13 будут направленными.

Выдержки времени защит АК2 и АК13 принимаем  $t_2 = t_{13} = 0,4$  с. Для обеспечения селективности защита АК5 согласовывается с защитой АК3, а не с защитой АК2:

$$t_5 = t_3 + \Delta t = 0,9 + 0,5 = 1,4 \text{ с}; t_8 = t_5 + \Delta t = 1,4 + 0,5 = 1,9 \text{ с};$$

$$t_{11} = t_8 + \Delta t = 1,9 + 0,5 = 2,4 \text{ с}; t_{14} = t_{11} + \Delta t = 2,4 + 0,5 = 2,9 \text{ с}.$$

Выдержку времени защиты АК10 необходимо согласовывать не с защитой АК13, а с защитой АК12, имеющей большее время срабатывания:

$$t_{10} = t_{12} + \Delta t = 1,6 + 0,5 = 2,1 \text{ с},$$

и для обеспечения селективности с защитой АК8 она должна быть направленной:

$$t_7 = t_{10} + \Delta t = 2,1 + 0,5 = 2,6 \text{ с}; t_4 = t_7 + \Delta t = 2,6 + 0,5 = 3,1 \text{ с};$$

$$t_1 = t_4 + \Delta t = 3,1 + 0,5 = 3,6 \text{ с}.$$

## 5.12. Выбор уставок направленных защит на параллельных линиях

Схема двух параллельных линий часто применяется в случаях, когда по одной линии не удастся обеспечить питание всей нагрузки секции. Приходится включать параллельно две линии. Для обеспечения селективности на приемной стороне защиты АК3, АК4 необходимо выполнить направленными (рис. 5.34).

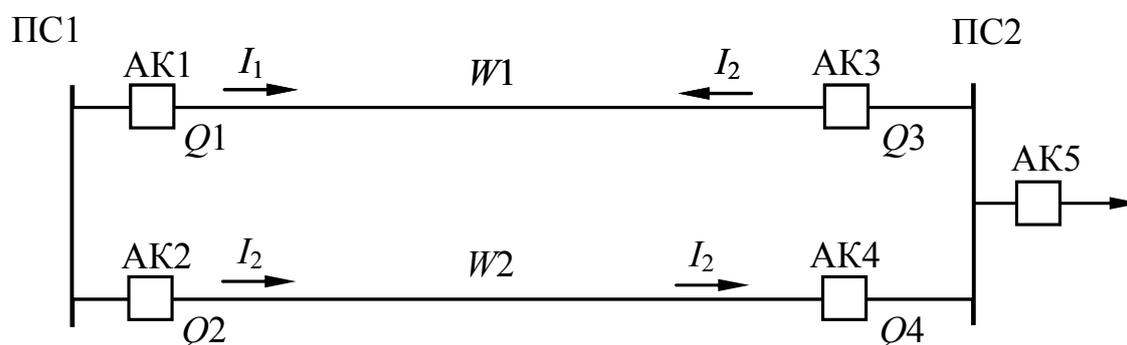


Рис. 5.34. Распределение токов КЗ при повреждении одной из параллельных линий и «каскадное» отключение линии

При КЗ на линии  $W1$  через защиты АКЗ и АК4 протекает одинаковый ток  $I_2$  и по его величине невозможно определить, на какой линии произошло КЗ и которую из них нужно отключить с приемной стороны. Это и определяется по направлению тока в защитах. С питающей стороны может быть применена ненаправленная двух-, трех-ступенчатая защита. При КЗ на одной из ВЛ в начале линии, в защите АКЗ и АК4 ток КЗ не протекает или он очень мал. В данном случае должна сработать ТО на ПС1 и отключить выключатель. После этого весь ток КЗ протечет по цепи ПС1,  $W2$ , ПС2,  $W1$ , а по защитах АКЗ, АК5 пройдет одинаковый ток КЗ, которого достаточно для срабатывания защиты и сработает та защита, у которой ток направлен в линию (см. рис. 5.34).

При КЗ в конце ВЛ у шин ПС2 (см. рис. 5.34) токи КЗ, протекающие по защитах АК1 и АК2, примерно одинаковы и определить, на какой ВЛ повреждение, невозможно. В данном случае КЗ первым должна отключить защита на ПС2, которая выполнена направленной и отключает именно поврежденную линию, затем каскадно сработает защита на ПС1. При каскадном действии общее время отключения повреждения равно суммарному времени срабатывания защит.

Уставки защиты выбираются по общим правилам защиты тупиковых линий. Выбираются две ступени: МТЗ и ТО.

Произведем выбор защит на приемной стороне ПС2 (см. рис. 5.34). Для обеспечения четкой работы защиты достаточно одноступенчатой МТЗ с этой стороны. Ток срабатывания отстраивается от тока нагрузки фидера в нормальном рабочем режиме

$$I_{с.з} = \frac{K_n}{K_b} I_{нагр.ном} = \frac{1,2}{0,95} I_{нагр.ном} = 1,25 I_{нагр.ном}. \quad (5.38)$$

Произведем выбор первой ступени защиты АК1 (АК2). Эта защита должна быть отстроена от тока КЗ в конце линии в максимальном режиме при условии, что вторая линия отключена:

$$I_{с.з} = K_n I_{КЗ ПС2} = 1,2 I_{КЗ ПС2}. \quad (5.39)$$

Произведем выбор второй ступени (МТЗ) АК1 (АК2). Принцип выбора обычный: отстройка от максимального тока нагрузки ВЛ с учетом самозапуска и возможности наброса нагрузки при отключении второй параллельной ВЛ.

Произведем проверку чувствительности МТЗ АК1 (АК2) в минимальном режиме, при двухфазном КЗ и параллельной работе линий:

$$K_{\text{ч}} = I_{\text{КЗ}_{\text{мин}}}^{(2)} / I_{\text{ср}}. \quad (5.40)$$

Проверка чувствительности производится в двух точках в основной зоне: на шинах ПС2 ( $K_{\text{ч}} \geq 1,5$ ) и в зоне резервирования в конце линий, отходящих от ПС2 ( $K_{\text{ч}} \geq 1,2$ ).

Проверка чувствительности отсечек в зоне их каскадного действия производится при минимальном режиме системы и двух параллельно работающих линиях. Цель проверки – убедиться в том, что зоны отсечек перекрываются и при КЗ в любом месте линии работает хотя бы одна отсечка. Рассчитывается ток, протекающий через защиты АК1 и АК3 (АК2 и АК4) при КЗ в середине линии. Если обе защиты имеют чувствительность при КЗ в этой точке не менее 1,5, значит, каскадная работа защит обеспечивается. Если чувствительность защиты не обеспечивается, обычно это получается для отсечки АК1, первый участок линии делится пополам и рассчитывается КЗ в середине участка (0,25 длины линии). Производится повторная проверка чувствительности, и если снова не получается, то делятся пополам получившиеся участки, считается ток КЗ и опять проверяется чувствительность.

Если линии очень короткие, то каскадное действие отсечек может быть не обеспечено. В данном случае при КЗ в той точке, где уже не работает отсечка на ПС2 и не работает отсечка на ПС1, КЗ будет отключаться МТЗ этой линии. Отключение КЗ будет задержано на время срабатывания МТЗ, после чего должна сработать отсечка на ПС2. Ускорить отключение может применение на ПС1 второй ступени ТО с малой выдержкой времени, согласованной по току и по времени с отсечкой отходящей ВЛ на ПС2 (АК4), а также с отсечкой защиты на приемном конце параллельных линий (АК3, АК4). Согласование производится в режиме работы с одной линией. Проверка чувствительности в зоне каскадного действия производится также как и для ТО.

### 5.13. Секционирование сети

Во многих случаях суммарная длина линии 6–10 кВ со всеми отпайками составляет десятки километров. Количество подстанций 6–10 кВ, питающихся от такой линии, доходит до нескольких десятков. Ток КЗ в конце линии очень мал, до 100 А и меньше; нагрузка в головной части линии часто соизмерима с током КЗ в конце линии. Выполнить защиту, установленную в начале линии и защищающую с

необходимой чувствительностью всю линию, практически невозможно. Кроме того, повреждение какого-либо участка такой разветвленной линии вызывает длительный простой всех потребителей, ибо требуется значительное время, чтобы найти место повреждения и выделить его отключением разъединителя, после чего можно будет подать напряжение на остальную часть линии.

Для обеспечения необходимой чувствительности релейной защиты и быстрого автоматического выделения поврежденного участка применяется секционирование сети, которое в настоящее время выполняется установкой в линии выключателей, разделяющих ее на ряд участков. Выключатели имеют релейную защиту и АПВ. Таким образом, обеспечиваются быстрое автоматическое выделение участка с устойчивым повреждением и повторное включение при неустойчивых повреждениях.

Выбор секционирующей аппаратуры производится по местным условиям. Можно назвать следующие основные требования к секционирующим выключателям:

- выключатель должен иметь защиту, удовлетворяющую всем требованиям к защите распределительных сетей: селективность с предохранителями и разрядниками; чувствительность, отстройку от тока намагничивания и т. п.;

- выключатель должен иметь двухкратное АПВ;

- выключатель, привод и вспомогательные аппараты должны обеспечивать высокую надежность работы в очень тяжелых условиях: значительные колебания температуры, высокая влажность, вплоть до выпадения росы и образования инея, дождь, снег, сильный ветер, возможность загрязнения пылью, заносом снегом, обледенение и т. п.;

- конструкция и способ установки должны обеспечивать удобство и безопасность наладки и ремонта с соблюдением требований техники безопасности;

- должна обеспечиваться возможность оперативного выделения участка сети без перерыва питания остальных потребителей для ремонтов, реконструкции, подключения новых потребителей и т. п.;

- низкая стоимость выключателя, монтажа и эксплуатации, возможность обслуживания персоналом невысокой квалификации, вандалозащищенность.

В настоящее время наибольшее распространение в виде секционирующих аппаратов получил реклоузер вакуумный типа РВА/TEL (далее – реклоузер), который полностью удовлетворяет перечисленным требованиям.

Применение реклоузера в распределительных сетях (рис. 5.35) позволяет значительно повысить надежность электроснабжения потребителей, автоматизировать процессы поиска и локализации повреждений на линии, уменьшить затраты на обслуживание электрической сети, оптимизировать работу диспетчерского и оперативного персонала, повысить технический уровень эксплуатации распределительных сетей.

Реклоузер является автоматическим аппаратом наружной установки, предназначен для секционирования воздушных или кабельно-воздушных линий электропередачи номинальным напряжением 6–10 кВ.

Реклоузер выполняет следующие функции: автоматическое отключение поврежденных участков линии; АПВ; АВР; самодиагностика; измерение параметров режима работы сети; дистанционное управление.

Реклоузер обладает следующими особенностями: отсутствие необходимости в постоянном обслуживании, интеграция в системы диспетчерского управления, специальные функции РЗА, удобство и простота монтажа на опоры ЛЭП, встроенная система измерения токов и напряжений с обеих сторон модуля, надежная система бесперебойного питания оперативных цепей, ведение журнала оперативных и аварийных событий в ЛЭП, малые массогабаритные показатели.

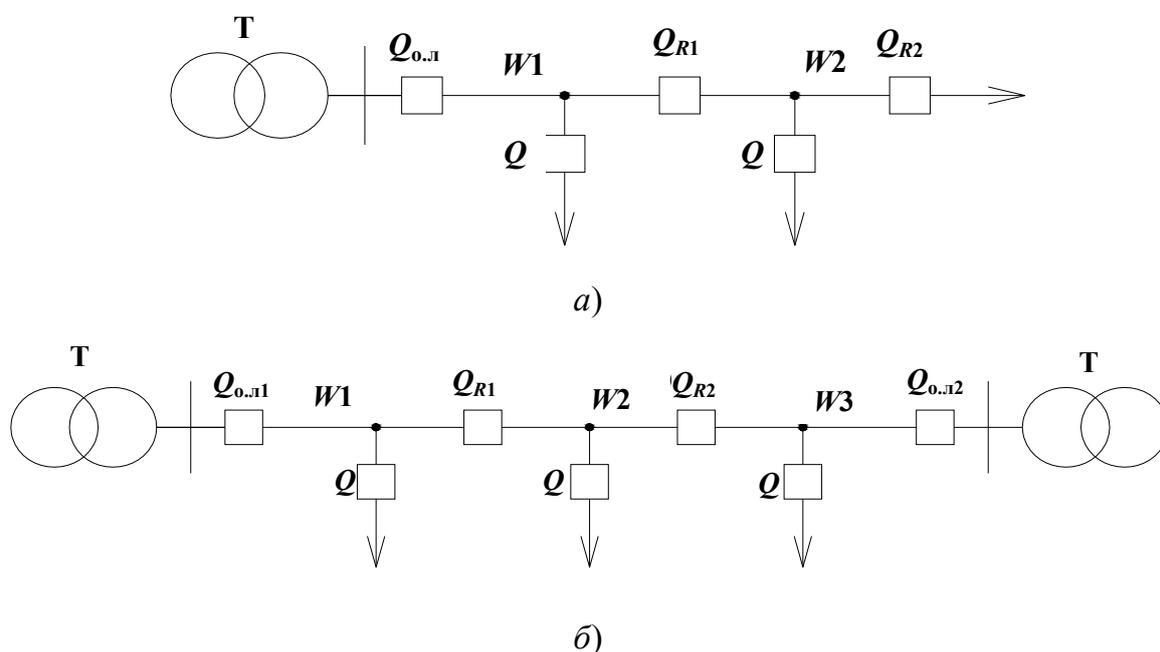


Рис. 5.35. Варианты установки реклоузеров в сети с односторонним питанием (а) и с двухсторонним питанием (б);

$Q_{o.l}$  – выключатель на отходящей линии;

$QR$  – пункт секционирования с установкой реклоузеров;

$Q$  – выключатель (защитный аппарат) на ответвлении от сети

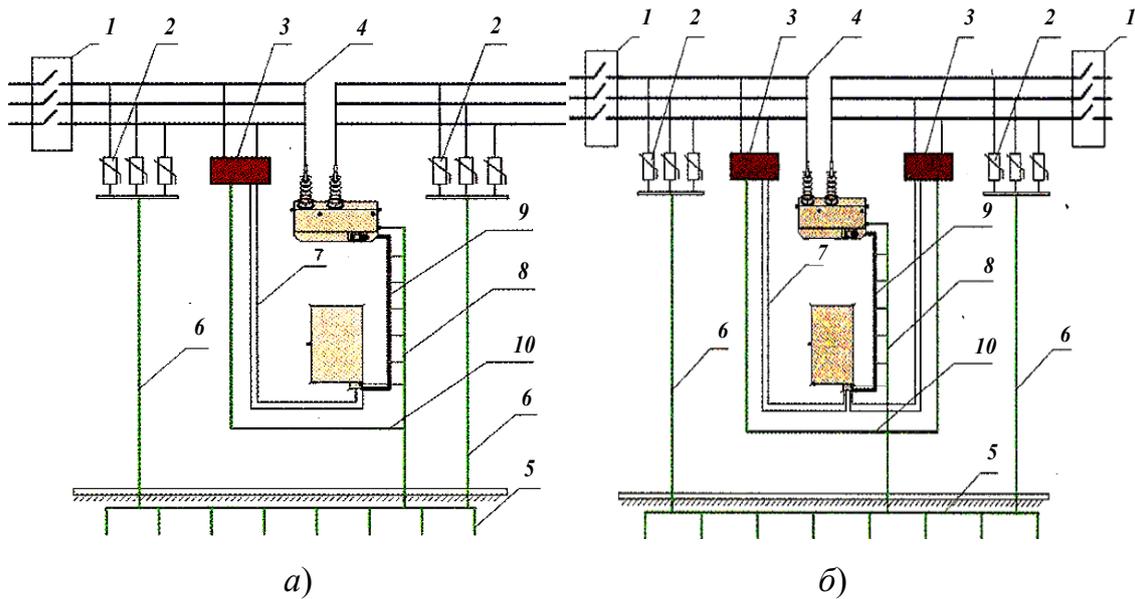


Рис. 5.36. Принципиальная схема включения реклоузера в линию:  
*а* – при одностороннем питании; *б* – при двухстороннем питании:  
 1 – линейный разъединитель; 2 – ОПН; 3 – трансформатор собственных нужд; 4 – подключение коммутационного модуля;  
 5, 6, 8, 10 – контур заземления опоры, ОПН, шкафа управления и ТСН;  
 7 – кабель внешнего питания шкафа управления; 9 – соединительный кабель

Схема включения реклоузера в линию при одностороннем питании и при двухстороннем питании в распределительной сети показана на рис. 5.36.

Для организации оперативного питания реклоузера предусматривается установка одного или двух трансформаторов собственных нужд мощностью не менее  $200 \text{ В} \cdot \text{А}$ .

Для защиты от перенапряжений используются ОПН наружной установки. По требованию безопасности для организации видимого разрыва в линии допускается с одной или двух сторон установка линейных разъединителей.

Монтаж реклоузера производится на одну или две железобетонные опоры типа СВ (рис. 5.37).

В реклоузере реализованы следующие виды защит и автоматики:

- направленная или ненаправленная токовая защита от междуфазных КЗ;
- защита от однофазных замыканий на землю;
- защита минимального напряжения;
- автоматическое повторное включение; автоматический ввод резерва.

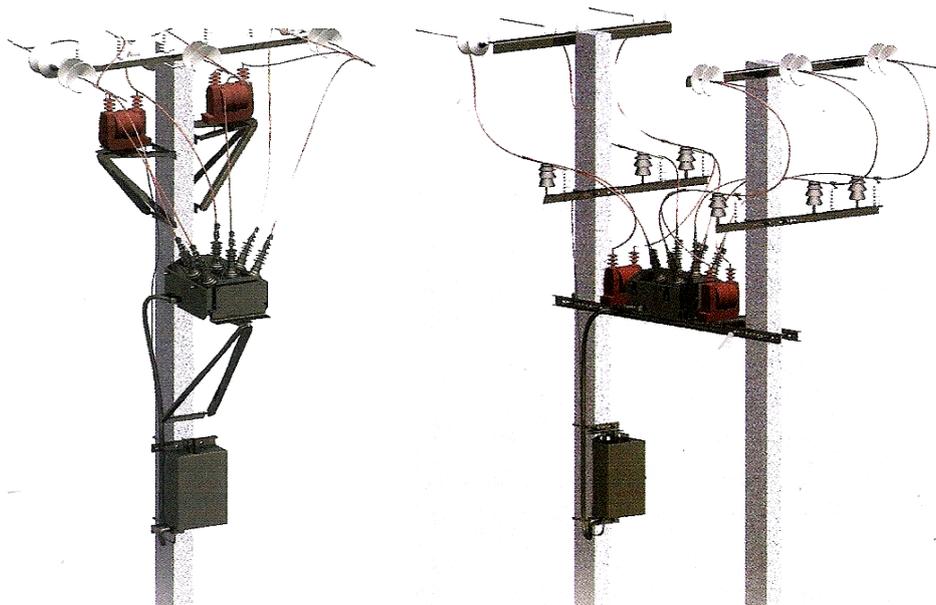


Рис. 5.37. Варианты установки реклоузера на одну или две железобетонные опоры воздушной линии

При расчете уставок защит реклоузера следует отстраивать ее по току от шин низшего напряжения и намагничивающего тока сетевых трансформаторов. Следует учитывать, что защита реклоузера неселективна по времени и с ОПН и разрядниками.

При согласовании токов срабатывания защиты реклоузера с током срабатывания защиты линии на питающей подстанции следует учитывать нагрузку.

В то время как через защиту секционирующего выключателя будет протекать только ток КЗ, через защиту питающей линии будет протекать геометрическая сумма тока КЗ и тока нагрузки потребителей, включенных до места установки секционирующих выключателей.

Так как угол сопротивления линий 6–10 кВ близок к углу сопротивления нагрузки, то геометрическую сумму токов можно приближенно заменить арифметической, а ток, потребляемый потребителем, принять равным току нагрузки. Эти допущения идут на повышение запаса селективности.

**Пример 5.12.** Выбрать места установки реклоузеров и рассчитать уставки защит сети, изображенной на рис. 5.38.

**Решение.** Определим сопротивления каждого участка сети, сопротивления трансформаторов и рассчитываются токи трехфазного КЗ для узловых точек сети. Величины токов КЗ занесены на рис. 5.38 и в табл. 5.11.

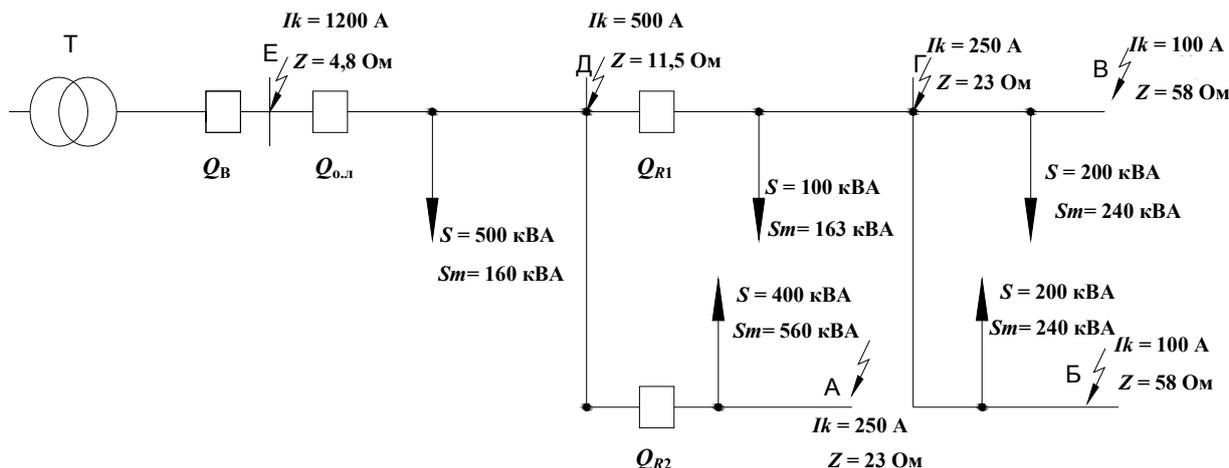


Рис. 5.37. Расчетная схема к примеру 5.12

1. Определяется суммарная мощность трансформаторов для каждого участка сети и определяется сумма их номинальных токов. Особо отмечается наибольшая мощность трансформатора. Все эти данные также заносятся в табл. 5.11.

После составления этих основных исходных данных можно начать расчет уставок защит. Проверяются различные возможные варианты мест расстановки реклоузеров и типы их защит.

Проверим возможность охвата всей линии одной защитой, установленной в точке Е на выключателе  $Q_{0.1}$ .

По условию несрабатывания защиты при сверхтоках после аварийных перегрузок. По этому условию ток срабатывания МТЗ выбирается по выражению

$$I_{с.з} \geq \frac{K_H}{K_B} K_{с.зап} I_{раб.макс} = \frac{1,1}{0,95} 1,15 \cdot 102,3 = 136,2 \text{ А,}$$

где  $K_H$  – коэффициент надежности несрабатывания защиты, учитывающий погрешность и необходимый запас. Коэффициент надежности при расчетах принимается: для цифровых реле  $K_H = 1,1$ ;  $K_B$  – коэффициент возврата принимается: для цифровых реле  $K_B = 0,95$ ;  $K_{с.зап}$  – коэффициент самозапуска нагрузки для сельскохозяйственных потребителей принимается  $K_{с.зап} = 1,15$ .

Таблица 5.11

Шины	Ток КЗ, А	Линия	Номинальная мощность нагрузки, кВ · А, номинальный ток нагрузки, А	Максимальная мощность нагрузки, кВ · А / максимальный ток нагрузки, А
Точка Е	1200	Е–Д	1400/77	1860/102,3
Точка Д	500	Д–Г	300/16,5	600/22
Точка Г	250	Г–Б	200/11	240/13,2
Точка В	100	Д–А	600/33	800/44
Точка А	250	А–Б	200/11	240/13,2
Точка Б	100	–	–	–

Коэффициент чувствительности составляет

$$K_{\text{ч1}} = 0,867 \cdot 100/136,2 = 0,64,$$

что не удовлетворяет требованиям [1].

Ток трехфазного КЗ равный 100 А будет проходить через защиту линии при КЗ в точке В или Б. Защита линии должна иметь чувствительность не менее 1,5, следовательно, ее ток срабатывания должен быть не более

$$I_{\text{с.з}} = \frac{I_{\text{ПО}}^{(2)}}{K_{\text{ч}}} = 0,867 \frac{100}{1,5} = 58 \text{ А.}$$

Поскольку ток нагрузки, проходящий через эту защиту, составляет 102,3 А, а ток срабатывания защиты равен 136,2 А. Следовательно, выполнить защиту всей линии одним комплектом, установленным на питающей подстанции Е, невозможно и необходима установка реклоузеров.

2. Для выбора места установки реклоузеров определяем ток срабатывания защиты в точке Е по условию отстройки от нагрузки.

Минимальный ток двухфазного КЗ, обеспечивающий чувствительность защиты, должен быть не менее 1,5:

$$I_{\text{ПО}}^{(2)} = I_{\text{с.з}} K_{\text{ч}} = 136,2 \cdot 1,5 = 204,3 \text{ А};$$

соответствующий этой точке ток трехфазного КЗ должен быть не менее

$$I_{\text{ПО}}^{(3)} = I_{\text{ПО}}^{(2)} / 0,867 = 204,3 / 0,867 = 235,6 \text{ А.}$$

По расчетной схеме (см. рис. 5.37) находим точку, в которой ток трехфазного КЗ превышает 235,6 А. Такой точкой является точка Д и в ней должен быть установлены два реклоузера  $QR1$  и  $QR2$ , отделяющие от основной магистрали участки ДА и ДГ.

3. Проверяем техническую целесообразность установки реклоузеров.

Определяем ток срабатывания МТЗ реклоузера на участке ДГ по условию несрабатывания защиты при сверхтоках после аварийных перегрузок. По этому условию ток срабатывания МТЗ выбирается по выражению

$$I_{с.з} \geq \frac{K_{н}}{K_{в}} K_{с.зап} I_{раб.макс} = \frac{1,1}{0,95} 1,15 \cdot 22 = 29,3 \text{ А.}$$

Проверяем чувствительность защиты реклоузера QR1

$$K_{ч1} = 0,867 \cdot 100/29,3 = 2,65,$$

что удовлетворяет требованиям [1].

4. Определяем ток срабатывания МТЗ реклоузера на участке ДА по условию несрабатывания защиты при сверхтоках после аварийных перегрузок. По этому условию ток срабатывания МТЗ выбирается по выражению

$$I_{с.з} \geq \frac{K_{н}}{K_{в}} K_{с.зап} I_{раб.макс} = \frac{1,1}{0,95} 1,15 \cdot 44 = 58,5 \text{ А.}$$

Проверяем чувствительность защиты реклоузера QR2

$$K_{ч1} = 0,867 \cdot 100/58,5 = 1,5,$$

что удовлетворяет требованиям [1].

Определяем ток срабатывания МТЗ. Проверяется возможность линии одной защитой, установленной в точке Е на выключателе  $Q_{о.л}$  реклоузера на участке ДГ по условию несрабатывания защиты при сверхтоках после аварийных перегрузок. По этому условию ток срабатывания МТЗ выбирается по выражению

$$I_{с.з} \geq \frac{K_{н}}{K_{в}} K_{с.зап} I_{раб.макс} = \frac{1,1}{0,95} 1,15 \cdot 102,8 = 136,2 \text{ А.}$$

Проверяем чувствительность защиты реклоузера QR1

$$K_{ч1} = 0,657 \cdot 500/165,2 = 3,18,$$

что удовлетворяет требованиям [1].

Выдержка времени срабатывания МТЗ выполняется по обычной методике, представленной ранее.

### Контрольные вопросы

1. Перечислите основные виды защит в распределительных сетях.
2. В чем заключается логическая защита шин и логическая селективность?

3. Назначение и принцип действия дуговой защиты.
4. Как выполняется защита от замыкания на землю и определяются ее уставки?
5. Какая разница между зависимой и независимой выдержкой времени?
6. Какие Вы знаете типы зависимых защит по стандарту МЭК?
7. Как выбираются уставки срабатывания МТЗ?
8. В каких случаях применяют МТЗ с пуском по напряжению?
9. Как выбираются уставки ТО без выдержки и с выдержкой времени?
10. Чем отличается МТЗ от ТО?
11. Как строится карта селективности?
12. В чем заключается преимущество МТЗ с зависимыми характеристиками?
13. Как выполняется направленная МТЗ и где она применяется?
14. Как производится расчет уставок МТЗ в кольцевых сетях?
15. Что такое каскадное срабатывание защиты в кольцевых сетях?
16. Как производится расчет уставок МТЗ в сетях с двухсторонним питанием?
17. Изобразите схему с дешунтированием отключающей катушки выключателя.
18. Когда применяется поперечная дифференциальная защита линий?
19. Зачем выполняется ускорение действия МТЗ при включении выключателя?
20. В каких случаях производится секционирование сети с помощью реклоузеров?
21. Назовите основные аппараты, входящие в реклоузер.
22. Какие виды защит реализованы в реклоузере?

# ГЛАВА 6. РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ЛИНИЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 110–220 кВ

## 6.1. Общие сведения

При выполнении релейной защиты, действующей на отключение, в сетях с глухозаземленными нейтралью (110 кВ и выше) учитываются трехфазные КЗ  $K^{(3)}$ , двухфазные КЗ –  $K^{(2)}$ , двухфазные КЗ на землю –  $K^{(1,1)}$  и однофазные КЗ –  $K^{(1)}$ . В сетях с глухозаземленными нейтралью защита выполняется двумя комплектами: комплектом от междуфазных КЗ, включенным на полные токи и напряжения фаз, и комплектом от КЗ на землю, включенным на токи и напряжения нулевой последовательности.

Сети напряжением 110–220 кВ работают в режиме с эффективно заземленной или глухозаземленной нейтралью. Поэтому замыкание на землю в таких сетях является КЗ с током, иногда превышающим ток трехфазного КЗ. Такое КЗ подлежит отключению с минимально возможной выдержкой времени.

Воздушные линии оснащаются устройствами АПВ. В ряде случаев, если применяемый выключатель выполнен с пофазным управлением, применяются пофазные отключения и пофазные АПВ. Это позволяет отключить и включить поврежденную фазу без отключения нагрузки. Так как в таких сетях нейтраль питающего трансформатора заземлена, нагрузка практически не ощущает кратковременной работы в неполнофазном режиме.

Линии напряжением 110–220 кВ работают с большими токами нагрузки, что требует применения защит со специальными характеристиками. На транзитных линиях, которые могут перегружаться, как правило, применяются дистанционные защиты, позволяющие эффективно отстроиться от токов нагрузки. На тупиковых линиях во многих случаях можно обойтись токовыми защитами.

Согласно [1] устройства предотвращения перегрузки должны применяться в тех случаях, когда допустимая для оборудования длительность протекания тока перегрузки составляет менее 10–20 мин. Защита от перегрузки должна действовать на разгрузку оборудования, разрыв транзита, отключение нагрузки и только в последнюю очередь на отключение перегрузившегося оборудования.

Линии напряжением 110–220 кВ имеют значительную длину, что усложняет поиск места повреждения. Поэтому линии должны ос-

нащаться устройствами, определяющими расстояние до места повреждения (ОМП). Согласно директивным материалам средствами ОМП должны оснащаться линии длиной 20 км и более. Дистанционные защиты на цифровых реле позволяют одновременно выполнять функцию ОМП.

Задержка на отключение КЗ может привести к нарушению устойчивости параллельной работы электростанций. Вследствие длительного уменьшения напряжения может остановиться оборудование и нарушиться технологический процесс производства, могут произойти дополнительные повреждения линии, на которой возникло КЗ. Поэтому на таких линиях применяются защиты, которые отключают КЗ в любой точке без выдержки времени. К таким защитам относятся дифференциально-фазные защиты, установленные по концам линии и связанные высокочастотным, проводниковым или оптическим каналом, или обычные защиты, ускоряемые при получении разрешающего или снятии блокирующего сигнала с противоположной стороны.

Токовые и дистанционные защиты выполняются ступенчатыми. Количество ступеней должно быть не менее трех, в ряде случаев бывает необходимо четыре-пять ступеней.

Все требуемые защиты выполняются на базе одного цифрового устройства. Однако выход со строя этого одного устройства оставляет оборудование без защиты, что недопустимо. Поэтому защиты напряжением 110–220 кВ целесообразно выполнять из двух комплектов: основного и резервного. Резервный комплект может быть упрощен по сравнению с основным: не иметь устройств АПВ, ОМП, иметь меньшее количество ступеней и т. д. Резервный комплект должен питаться от другого автомата оперативного тока и другого комплекта трансформаторов тока. По возможности резервный комплект должен питаться от другой аккумуляторной батареи и трансформатора напряжения, действовать на отдельный соленоид отключения выключателя.

Устройства защиты высоковольтных линий должны учитывать возможность отказа выключателя (УРОВ) и иметь УРОВ либо встроенное в само устройство, либо организованное отдельно.

Для анализа аварии, а также работы РЗ и автоматики требуется регистрация как аналоговых величин, так и дискретных сигналов при аварийных событиях.

Таким образом, для высоковольтных линий комплекты защиты и автоматики должны выполнять следующие функции:

- защиту от междуфазных КЗ и КЗ на землю;
- трехфазное или пофазное АПВ;

- защиту от перегрузки;
- устройство резервирования отказа выключателей (УРОВ);
- определение места повреждения;
- осциллографирование токов и напряжений при возникновении КЗ, а также регистрацию дискретных сигналов защиты и автоматики;
- устройства защиты должны резервироваться или дублироваться;
- для линий, имеющих выключатели с пофазным управлением, необходимо иметь защиту от неполнофазного режима, так как длительный неполнофазный режим в сетях напряжением 110–220 кВ не допускается.

## 6.2. Дистанционные защиты

**6.2.1. Назначение и принцип действия дистанционных защит (ДЗ).** В сетях сложной конфигурации с несколькими источниками питания простые и направленные МТЗ не могут обеспечить селективного отключения КЗ. Так, при КЗ на  $W_2$  (рис. 6.1) АКЗ должна подействовать быстрее АК1, а при КЗ на  $W_1$  – наоборот, АК1 должна подействовать быстрее АКЗ. Эти противоречивые требования не могут быть выполнены с помощью МТЗ. Кроме того, МТЗ часто не удовлетворяет требованиям быстродействия и чувствительности.

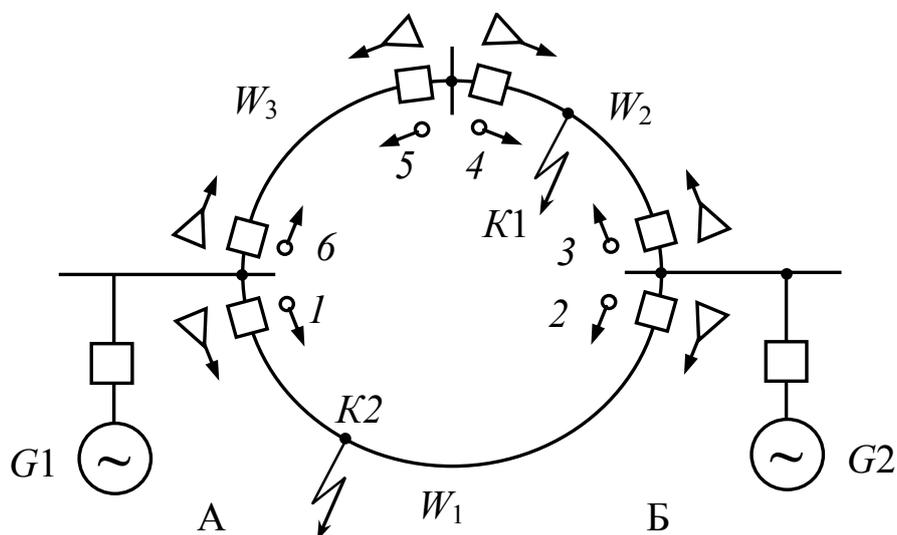


Рис. 6.1. Кольцевая сеть с двумя источниками питания:

○ – максимальная токовая направленная защита; ▽ – дистанционная защита

ДЗ – это сложные направленные или ненаправленные защиты с относительной селективностью, выполненные с использованием ми-

нимальных реле сопротивления. Дистанционные защиты реагируют на сопротивление линии до места КЗ, которое пропорционально расстоянию, т. е. дистанции. Отсюда и происходит название ДЗ. Для работы ДЗ необходимо наличие цепей тока от ТТ присоединения и цепей напряжения от ТН. При отсутствии или неисправности цепей напряжения возможна ложная работа ДЗ, например, при КЗ на смежных участках.

Селективное отключение КЗ в сложных кольцевых сетях может быть обеспечено с помощью ДЗ.

Выдержка времени ДЗ  $t$  зависит от расстояния (дистанции) (рис. 6.2) между местом установки РЗ (точка ПС1) и точкой КЗ ( $K$ ), т. е. нарастает с увеличением этого расстояния. Дистанционная защита, расположенная ближе к месту повреждения, имеет меньшую выдержку времени, чем более удаленные ДЗ.

Например, при КЗ в точке  $K1$  ДЗ2, расположенная ближе к месту повреждения, работает с меньшей выдержкой времени, чем более удаленная дистанционная защита ДЗ1.

Если КЗ возникает и в точке  $K2$ , то время действия ДЗ2 увеличивается и КЗ селективно отключается ближайшей к месту повреждения ДЗ3.

Основным элементом ДЗ является дистанционный измерительный орган (ДО), который определяет удаленность точки КЗ от места установки РЗ. В качестве ДО используется реле сопротивления (РС), реагирующие на полное, реактивное или активное сопротивление поврежденного участка ЛЭП ( $Z, X, R$ ). Сопротивление фазы ЛЭП от места установки реле ДЗ1 (см. рис. 6.2) до места КЗ (точки  $K$ ) пропорционально длине этого участка  $Z = Z_{уд} L_R$ .

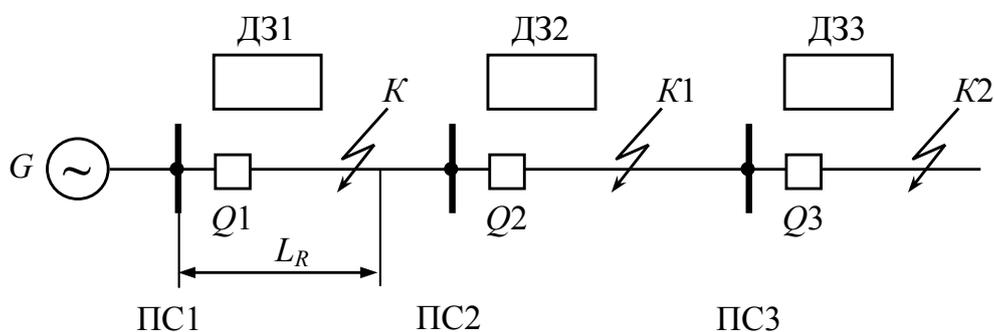


Рис. 6.2. Зависимость выдержки времени ДЗ от расстояния до места КЗ

Таким образом, поведение ДО, реагирующего на сопротивление линии, зависит от расстояния до места повреждения. В зависимости от вида сопротивления, на которое реагирует ДО ( $Z$ ,  $X$  или  $R$ ), ДЗ подразделяются на РЗ полного, реактивного и активного сопротивлений. Реле сопротивления, применяемые в ДЗ для определения сопротивления до точки КЗ, контролируют напряжение и ток в месте установки ДЗ (рис. 6.3). К зажимам РС ( $KZ$ ) подводятся вторичные значения  $U_p$  и  $I_p$  от ТН и ТТ. Реле выполняется так, чтобы его поведение зависело от отношения  $U_p$  к  $I_p$ . Это отношение является некоторым сопротивлением  $Z_p$ . При КЗ  $Z_p = Z_{p,к}$  и при определенных значениях  $Z_{p,к}$  РС срабатывает, так как оно реагирует на уменьшение  $Z_p$ , поскольку при КЗ  $U_p$  уменьшается, а  $I_p$  возрастает. Наибольшее значение, при котором РС срабатывает, называется *сопротивлением срабатывания реле*:

$$Z_p = U_p / I_p \leq Z_{cp}. \quad (6.1)$$

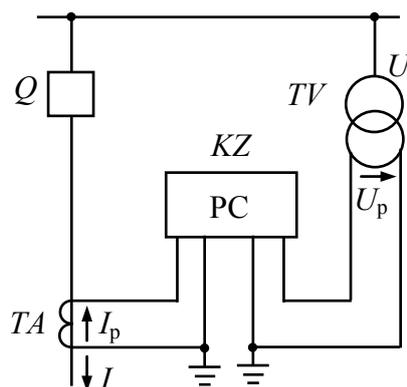


Рис. 6.3. Подключение цепей тока и напряжения реле сопротивления

Для обеспечения селективности в сетях сложной конфигурации на ЛЭП с двухсторонним питанием ДЗ необходимо выполнять направленными, действующими при направлении мощности КЗ от шин в линию. Направленность действия ДЗ обеспечивается при помощи дополнительных реле направления мощности или применением направленных реле сопротивления, способных реагировать на величину сопротивления  $Z_p$  и на направление мощности КЗ.

**Характеристики выдержки времени дистанционных защит.** Зависимость времени действия ДЗ от расстояния или сопротивления до места КЗ  $t_3 = f(l_{p,к})$  называется *характеристикой выдержек вре-*

мени ДЗ. По характеру этой зависимости ДЗ делятся на три группы: с нарастающими (наклонными) характеристиками времени действия, ступенчатыми и комбинированными характеристиками (рис. 6.4).

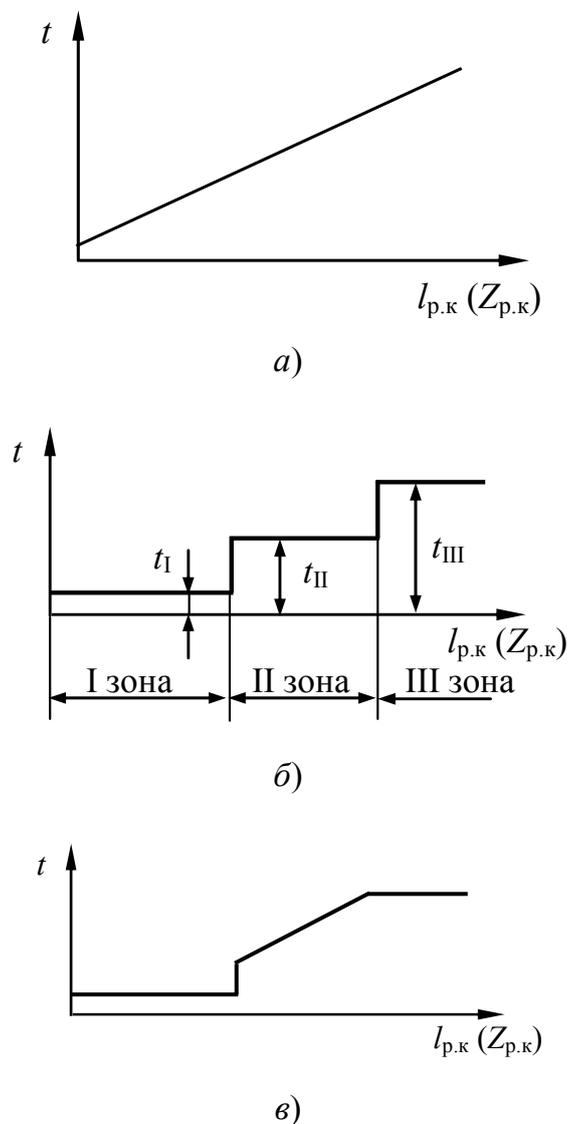


Рис. 6.4. Характеристики зависимости времени срабатывания ДЗ  $t = f(l_{p.k})$ :

*a* – наклонная; *б* – ступенчатая; *в* – комбинированная

Ступенчатые ДЗ действуют быстрее, чем ДЗ с наклонной и комбинированной характеристиками, и выполняются проще в конструктивном исполнении. Дистанционные защиты со ступенчатой характеристикой производства ЧЭАЗ выполняются с тремя ступенями времени, соответствующими трем зонам действия ДЗ (рис. 6.4, б). Микропроцессорные реле имеют 4–6 ступеней времени. Реле с наклонной характеристикой разработаны для распределительных сетей 6–10 кВ.

**Принципы обеспечения селективности дистанционными защитами.** На ЛЭП с двухсторонним питанием ДЗ устанавливаются с обеих сторон каждой ЛЭП и должны срабатывать при направлении мощности от шин в линию. Дистанционные релейные защиты, действующие при одном направлении мощности, необходимо согласовать между собой по времени и по зоне действия так, чтобы обеспечивалось селективное отключение КЗ. В рассматриваемой схеме (рис. 6.5) согласуются между собой ДЗ1, ДЗ3, ДЗ5 и ДЗ6, ДЗ4, ДЗ2.

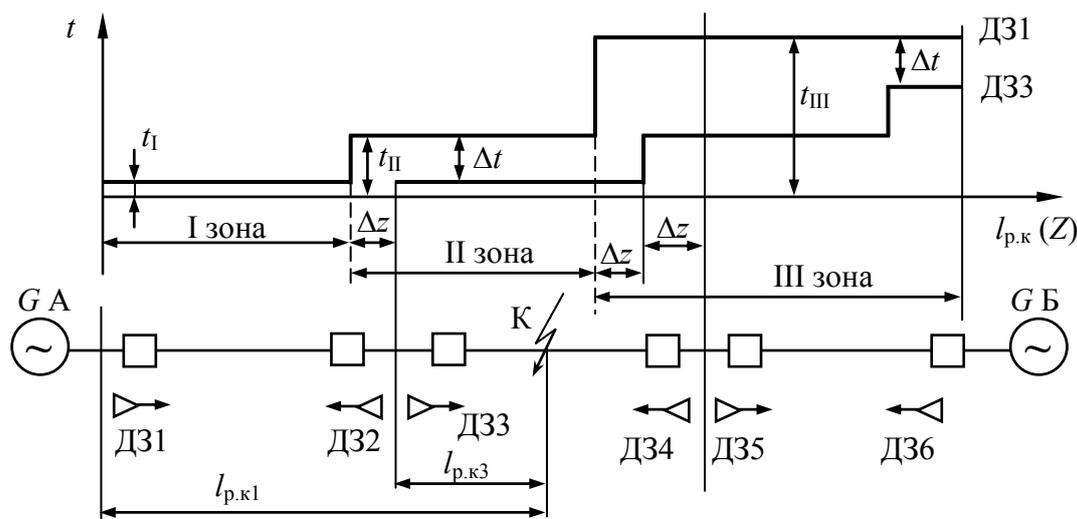


Рис. 6.5. Согласование выдержек времени дистанционных РЗ со ступенчатой характеристикой:  $\Delta z$  – погрешность дистанционного реле;  $\Delta t$  – ступень селективности

Учитывая, что первые ступени ДЗ не имеют выдержки времени ( $t_1 = 0$ ), по условию селективности они не должны действовать при КЗ за пределами защищаемой ЛЭП. Исходя из этого, протяженность первой ступени, не имеющей выдержки времени ( $t_1 = 0$ ), выбирается меньше протяженности защищаемой ЛЭП и обычно составляет 0,8–0,9 длины линии. Остальная часть защищаемой ЛЭП и шины противоположной подстанции охватываются второй ступенью ДЗ. Протяженность и выдержка времени второй ступени согласуются обычно с протяженностью и выдержкой времени первой ступени ДЗ следующего участка. Например, у второй ступени ДЗ1 сопротивление срабатывания отстраивается от конца первой ступени ДЗ3, т. е.  $Z_{(II)(ДЗ1)} \leq (Z_{(I)(ДЗ1)} + Z_{I(ДЗ3)})$ , а время действия выбирается на ступень  $\Delta t$  больше  $t_{II(ДЗ1)}$ , т. е.  $t_{II(ДЗ1)} = t_{I(ДЗ1)} + \Delta t$ .

Последняя третья ступень ДЗ является резервной и ее протяженность выбирается из условия охвата следующего участка на случай отказа его РЗ или выключателя. Выдержка времени принимается на  $\Delta t$  больше времени действия второй зоны ДЗ следующего участка. При этом зона действия третьей ступени должна быть отстроена от конца второй или третьей зоны следующего участка.

**Защита линии с использованием дистанционной защиты.** Дистанционная защита применяется для действия при междуфазных КЗ, а для действия при однофазных КЗ используется более простая ступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности (МТЗНП). Большинство микропроцессорной аппаратуры имеет ДЗ, действующую при всех видах повреждения, в том числе и при КЗ на землю. Реле сопротивления включается через ТН и ТТ на первичные напряжения в начале защищаемой ЛЭП. Вторичное напряжение на зажимах реле сопротивления РС:  $U_p = U_{p.п} / K_U$ , а вторичный ток  $I_p = I_{p.п} / K_I$ .

Сопротивление на входных зажимах реле определяется по выражению

$$Z_p = (K_I / K_U) Z_{p.п}, \quad (6.2)$$

где  $Z_{p.п}$  – первичное значение сопротивления, подведенного к зажимам реле.

Первичное сопротивление

$$Z_{с.з} = Z_{ср} (K_U / K_I) \quad (6.3)$$

называется сопротивлением срабатывания ДЗ.

Кроме пусковых органов в состав ДЗ входят органы выдержки времени, а также ряд блокировок, предотвращающих неправильную работу защиты в режимах, при которых защита может сработать при отсутствии повреждения на защищаемой ЛЭП. К таким режимам относятся качания в энергосистеме и повреждения в цепях ТН, питающих ДЗ.

**Выбор параметров срабатывания дистанционных защит.** Выбор параметров срабатывания ДЗ произведем на примере сети (рис. 6.6), состоящей из двух линий  $W1$  и  $W2$  с тремя источниками питания и понижающим трансформатором  $T$ . Все защиты выполняются с использованием направленных реле сопротивления с характеристикой в виде окружности, проходящей через начало координат (рис. 6.6, б). Выбор параметров срабатывания в примере производится для защит одного направления – ДЗ1, ДЗ3, ДЗ6.

Для иллюстрации выбора параметров срабатывания ДЗ на комплексной плоскости сопротивлений нанесены сопротивления линий с  $\varphi = 60^\circ$  и приведены выбранные ниже сопротивления срабатывания (рис. 6.6, б).

*Первая ступень* выполняется без выдержки времени. Селективность в режиме без КЗ и при внешних КЗ обеспечивается выбором сопротивления срабатывания. Время срабатывания первых ступеней защит для всех участков принимается одинаковым и равным  $t_{с.з}^I = 0$ . Для отстройки от работы разрядников, создающих кратковременное КЗ, вводится замедление  $t_{с.з}^I \leq 0,1$  с. Для исключения излишних отключений линии сопротивление срабатывания РС должно быть выбрано меньше, чем сопротивление  $Z_3$  при КЗ в начале предыдущих элементов, т. е. меньше сопротивления линии:

$$\left. \begin{aligned} Z_{с.з1} &= K_{отс} Z_{л1}, \\ Z_{с.з3} &= K_{отс} Z_{л2}, \end{aligned} \right\} \quad (6.4)$$

где  $K_{отс}^I$  – коэффициент отстройки, принимаемый 0,65–0,9 ( $K_{отс}^I$  меньше единицы, так как используются минимальные реле сопротивления) и учитывающий положительную погрешность РС (увеличение  $Z_{с.р}$ ), погрешности измерительных трансформаторов и влияние переходного сопротивления в месте КЗ.

*Вторая ступень* предназначена для защиты части участка, где не работает первая ступень, когда  $Z_3 > Z_{с.з1}^I$ . Селективность без КЗ и при внешних КЗ обеспечивается выбором времени срабатывания (выдержки времени)  $t_{с.з}^{II}$  и сопротивления срабатывания  $Z_{с.з}^{II}$ .

Время срабатывания  $t_{с.з}^{II}$  для вторых ступеней выбирается одинаковое, но на ступень  $\Delta t = 0,5$  с большим временем срабатывания первых ступеней или быстродействующих защит (например, дифференциальной) предыдущих элементов, чем обеспечивается несрабатывание вторых ступеней в зоне действия этих защит. Выбор сопротивления  $Z_{с.з}^{II}$  производится в пределах группы защит, действующих в одном направлении. При выбранных выдержках времени можно разрешить срабатывать измерительному органу второй ступени защиты  $PC_1^I$  при КЗ на части  $W2$  (или в трансформаторе  $T$ ), где еще работает первая ступень защиты 3 (или быстродействующая защита  $T$ ) – вы-

ключатель 3 будет отключен своей первой ступенью (или выключатель 5 – защитой Т), прежде чем наберет выдержку времени орган выдержки времени второй ступени дистанционной защиты.

Следовательно, сопротивление  $Z_{с.31}^{\text{II}}$  срабатывания второй ступени ДЗ должно быть выбрано меньше, чем сопротивление  $Z_3$  при КЗ в конце зоны, защищаемой первой ступенью защиты предыдущего элемента, определяемой  $Z_{с.33}^{\text{I}}$ , или при КЗ за трансформатором в режиме, когда его сопротивление минимально  $Z_{\text{T}} = Z_{\text{Tмин}}$ .

Первичное сопротивление  $Z_3$  на входе  $PC^{\text{III}}$  при КЗ в указанных точках определяется:

$$\begin{aligned} Z_3 &= Z_{л1} + Z_{с.33} / K_{\text{Tл}}; \\ Z_3 &= Z_{л1} + Z_{\text{Tмин}} / K_{\text{ТТ}}, \end{aligned} \quad (6.5)$$

где  $K_{\text{Tл}} = I_{л1} / I_{л2}$ ,  $K_{\text{ТТ}} = I_{л1} / I_{\text{T}}$  – коэффициенты токораспределения при КЗ на  $W2$  и за трансформатором  $T$ .

Для сети (рис. 6.6, а) значения этих коэффициентов меньше единицы, что увеличивает значение  $Z_{с.33}^{\text{II}}$ , повышая чувствительность ступени. В сети (рис. 6.6, в) для защиты ДЗ1 при КЗ на параллельных линиях значение  $K_{\text{Tл}} = I_{л1} / I_{л3}$  больше единицы, что снижает сопротивление  $Z_{с.3}^{\text{II}}$  и коэффициент чувствительности.

С учетом выражений (6.5) можно найти:

$$\begin{aligned} Z_{с.31}^{\text{II}} &\leq (Z_{л1} + K_{\text{отс}}^{\text{I}} Z_{с.33}^{\text{I}} / K_{\text{Tл}}); \\ Z_{с.31}^{\text{II}} &\leq K_{\text{отс}}^{\text{II}} (Z_{л1} + Z_{\text{Tмин}} / K_{\text{ТТ}}), \end{aligned} \quad (6.6)$$

где  $K_{\text{отс}}^{\text{I}} = K_{\text{отс}}^{\text{II}} = 0,9$  – коэффициент отстройки, учитывающий отрицательные погрешности  $PC_3^{\text{I}}$ . Принимается меньшее значение  $Z_{с.31}^{\text{II}}$ , полученное по выражениям (6.6).

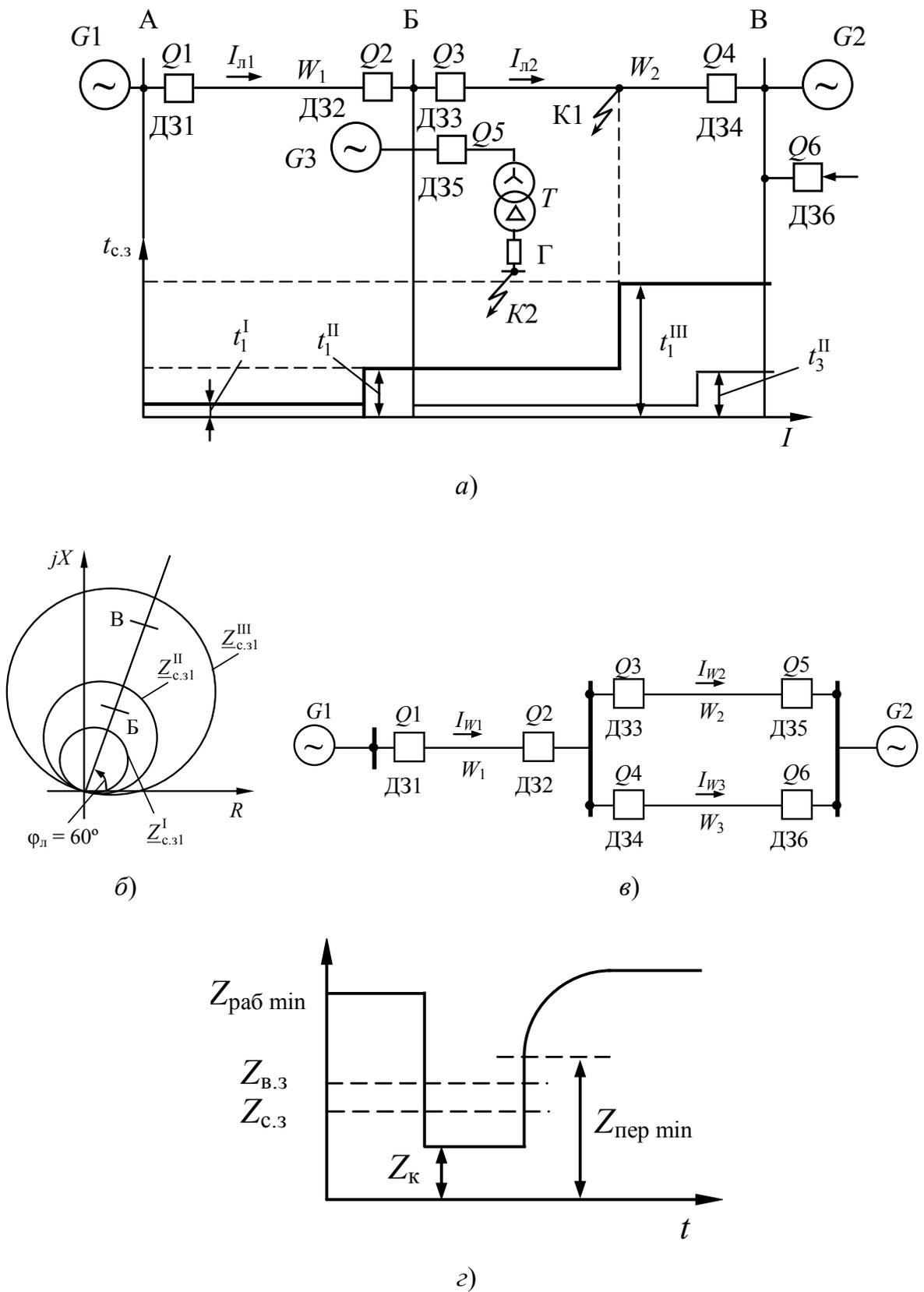


Рис. 6.6. Схема сети и выдержки времени ДЗ (а), сопротивления срабатывания отдельных ступеней (б), схема к определению КТ (в), изменение  $Z_3$  при КЗ (г)

Целесообразность использования рассчитанной ступени оценивается коэффициентом чувствительности при КЗ в конце защищаемой линии:

$$K_{\text{ч}}^{\text{II}} = \frac{Z_{\text{с.з1}}^{\text{II}}}{Z} \geq 1,25 - 1,3. \quad (6.7)$$

При недостаточном значении коэффициента чувствительности, если определяющим при выборе  $Z_{\text{с.з}}^{\text{II}}$  явилось условие (6.6), вторая ступень защиты 1 может быть отстроена от второй (но не от первой) ступени защиты 3 по времени (т. е. вторые ступени отдельных защит будут иметь разные выдержки времени) и сопротивлению срабатывания, а также с учетом выражения (6.6):

$$t_{\text{с.з1}}^{\text{II}} = t_{\text{с.з3}}^{\text{II}} + \Delta t \text{ с}; \quad (6.8)$$

$$Z_{\text{с.з1}}^{\text{II}} \leq K_{\text{отс}}^{\text{II}} (Z_{\text{л1}} + K_{\text{отс}}^{\text{I}} Z_{\text{с.з3}}^{\text{II}} / K_{\text{Тл}}). \quad (6.9)$$

Принимается меньшее значение  $Z_{\text{с.з}}^{\text{II}}$ , полученное из выражений (6.6) и (6.9).

Аналогично определяются параметры срабатывания защит другого направления – ДЗ3 и ДЗ4.

*Третья ступень* выполняет функции резервирования. Селективность без КЗ обеспечивается сопротивлением срабатывания, а при внешних КЗ – выдержкой времени. Выбор выдержек времени, как и для МТНЗ, осуществляется по встречно-ступенчатому принципу. Выбор сопротивления срабатывания производится с учетом следующих двух условий:

1. Для исключения срабатывания реле сопротивления в нагрузочных режимах его сопротивление срабатывания должно быть меньше минимального рабочего сопротивления при  $\varphi_{\text{р}} = \varphi_{\text{раб}}$ :

$$Z_{\text{с.з}}^{\text{III}} < Z_{\text{раб.мин}}, \quad (6.10)$$

где  $Z_{\text{раб.мин}} = U_{\text{раб.мин}} / I_{\text{раб.макс}} \sqrt{3}$ .

2. Измерительный орган третьей ступени, сработавший при КЗ на смежном участке, должен вернуться в исходное положение после отключения КЗ выключателем поврежденного участка. Диаграмма изменения сопротивления в этих режимах для защиты ДЗ1 приведена на рис. 6.6, г.

При возникновении КЗ на  $W2$  сопротивление на входе ИО снижается от значения  $Z_{\text{раб.мин}}$  до значения  $Z_{\text{к}}$ , а после отключения выключателя  $Q3$  – до  $Z_{\text{пер.мин}}$  – переходного сопротивления, обусловленного пониженным напряжением при появлении токов самозапуска электродвигателей и определяемого как  $Z_{\text{пер.мин}} = Z_{\text{раб.мин}} / K_{\text{с.зап}}$ , где  $K_{\text{с.зап}}$  – коэффициент самозапуска.

Для возврата РС в исходное положение его сопротивление возврата  $Z_{\text{вз}}$  при  $\varphi_{\text{р}} = \varphi_{\text{раб}}$  должно быть меньше переходного сопротивления  $Z_{\text{вз}} < Z_{\text{пер.мин}}$ .

При определении коэффициента чувствительности учитывается  $Z_{\text{с.з}} = Z_{\text{с.з.макс}}$  при  $\varphi_{\text{р}} = \varphi_{\text{лин}}$ .

Коэффициент чувствительности третьей ступени проверяется при КЗ в конце своего участка (работа защиты как основной):

$$K_{\text{ч.о}}^{\text{III}} = Z_{\text{с.з1}}^{\text{III}} / Z_{\text{л1}} \geq 1,5 \quad (6.11)$$

и в конце зоны резервирования – в конце линии  $W2$  и за трансформатором  $T$

$$K_{\text{ч.о}}^{\text{III}} = Z_{\text{с.з1}}^{\text{III}} / Z_{\text{л1}} \geq 1,2. \quad (6.12)$$

Аналогично выражениям (6.6) и (6.9) при КЗ в конце линии  $W2$ :

$$Z_{\text{з1}} = Z_{\text{л1}} + (Z_{\text{л2}} / K_{\text{Тл.мин}}), \quad (6.13)$$

а при КЗ за трансформатором  $T$ :

$$Z_{\text{з1}} = Z_{\text{л1}} + (Z_{\text{Т}} / K_{\text{ТТмакс}}). \quad (6.14)$$

При наличии нескольких источников питания разной мощности минимальные значения коэффициентов токораспределения оказываются намного меньше единицы, а  $Z_{\text{з}}$  значительными, что может привести к недостаточным коэффициентам чувствительности. Для получения удовлетворительной чувствительности третьей ступени в зоне резервирования необходимо иметь небольшие значения  $Z_{\text{с.з}}$  при  $\varphi_{\text{раб}}$  и большие  $Z_{\text{с.з.макс}}$  при  $\varphi_{\text{л}}$ . Эти соотношения определяются характеристикой срабатывания РС.

**Устройство блокировки при качаниях (УБК)** блокирует неправильную работу ДЗ при качаниях в электроэнергетической системе. При качаниях ДЗ измеряет расстояние от места установки до

электрического центра качаний, и если этот центр качаний находится на защищаемой линии, то ИО защиты срабатывает (рис. 6.7).

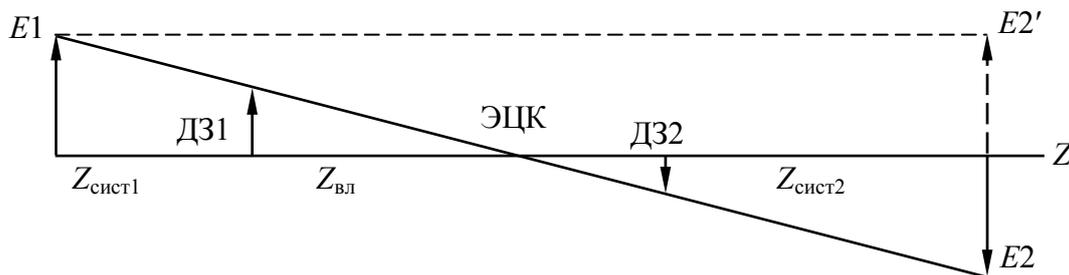


Рис. 6.7. Расположение электрического центра качаний на защищаемой линии

На рис. 6.7 показано изменение напряжения вдоль линии при качаниях. В момент, показанный на рис. 6.7, ЭДС по концам линии связи находятся в противофазе, а в электрическом центре (ЭЦК), который находится на линии напряжение равно 0. Дистанционный орган защиты воспринимает центр качаний как место КЗ и срабатывает. Пунктиром показан момент, когда ЭДС  $E_2$  находится в фазе с  $E_1$ . В данный момент напряжения во всех точках линии примерно одинаковы и ДО возвращается. Таким образом, при качаниях ДЗ то срабатывает, то возвращается. Если времени, пока ДО находится в работанном состоянии, достаточно для срабатывания защиты, защита может отключить линию, так как успевает сработать первая ступень защиты и может сработать вторая, если время ее срабатывания менее 1,0–1,5 с. Поэтому УБК, как правило, блокирует первую ступень, а в тех случаях, когда время действия второй ступени мало (менее 1 с), то блокируется и вторая ступень.

Распространены два принципа блокировки от качаний. В электро-механических защитах блокируемые ступени защиты нормально выведены из работы и вводятся при появлении кратковременной несимметрии, которой сопровождается любое, даже трехфазное, КЗ. Ступени вводятся на время, достаточное для срабатывания ДО (обычно на 0,3–0,4 с), после чего они из работы выводятся. При качаниях ДО срабатывают через некоторое время, после того как разойдутся векторы напряжения по концам ЛЭП. К данному моменту защита из работы оказывается уже выведенной.

В аналоговых защитах более поздних выпусков (ШДЭ-2602, ПДЭ-2003), а также в микропроцессорных защитах применяется блокировка по скорости изменения сопротивления. Для блокировки измеряется время между срабатываниями ДО с разными уставками.

При КЗ они срабатывают одновременно, а при качаниях срабатывает сначала более чувствительное реле сопротивления, а затем через некоторое время – более грубое. Наличие времени между срабатываниями двух ДО является признаком качаний, при которых соответствующие ступени выводятся из работы.

### ***Схемы включения дистанционных органов на ток и напряжение***

**Требования к схемам включения.** Измерительные РС должны включаться на такие напряжения и токи сети, при которых сопротивление на зажимах реле  $Z_p$ , во-первых, будет пропорционально расстоянию  $Z_{p.к}$  до места повреждения и, во-вторых, будет иметь одинаковые значения (по модулю и углу) при всех видах КЗ в одной точке. Для соблюдения этих требований к ДО необходимо подводить напряжение в месте установки ДЗ, равное падению напряжения в сопротивлении  $Z_{p.к}$  до точки  $K$ :  $U_p = I_k Z_{p.к}$  (см. рис. 6.7). При этом для обеспечения одинакового  $Z_p$  при всех видах КЗ ток  $I_p$ , подводимый к РС, должен равняться току КЗ  $I_k$ , вызывающему падение напряжения в сопротивлении  $Z_{p.к}$ :

$$Z_p = U_p / I_p = I_k Z_{p.к} / I_k = Z_{p.к}. \quad (6.15)$$

Исходя из изложенного выше, ДО включаются на напряжение и ток петли КЗ. Схемы включения ДО, реагирующие на междуфазные КЗ и ДО, реагирующие на однофазные КЗ, должны быть разными.

**Включение дистанционных органов, реагирующих на междуфазные короткие замыкания.** Включение на междуфазные напряжения и разность фазных токов осуществляются согласно табл. 6.1 и рис. 6.8. При трехфазных КЗ все три ДО находятся в одинаковых условиях, к каждому из них подводится междуфазное напряжение, равное  $\sqrt{3}U_\phi$ . Фазное напряжение равно падению напряжения в проводе от места установки РС до точки  $K$ . Отсюда напряжение

$$U_p^{(3)} = \sqrt{3}I_k^{(3)}Z_{1к} = \sqrt{3}I_k^{(3)}Z_{1у}l_k, \quad (6.16)$$

где  $I_k$  – ток трехфазного КЗ, проходящий по фазе;  $Z_{1к}$  – сопротивление прямой последовательности фазы от места установки реле до точки  $K$ ;  $l_k$  – расстояние до места КЗ;  $Z_{1у}$  – удельное сопротивление прямой последовательности фазы на 1 км длины.

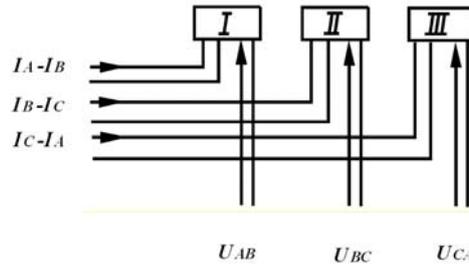


Рис. 6.8. Схема включения дистанционных органов от междуфазных КЗ

Ток в каждом реле равен геометрической разности токов двух фаз, т. е.  $I_p^{(3)} = \sqrt{3} U_\phi I_k^{(3)}$ , следовательно, сопротивление на зажимах каждого РС:

$$Z_p^{(3)} = U_p^{(3)} / I_p^{(3)} = \sqrt{3} U_k^{(3)} / \sqrt{3} I_k^{(3)} = Z_k. \quad (6.17)$$

Таблица 6.1

Реле фаз	$U_p$	$I_p$
<i>AB</i>	$U_{ab}$	$I_a - I_b$
<i>BC</i>	$U_{bc}$	$I_b - I_c$
<i>CA</i>	$U_{ca}$	$I_c - I_a$

При двухфазных КЗ, например, между фазами *B* и *C* только один ДО, включенный на напряжение между поврежденными фазами *B* и *C*, получает напряжение, пропорциональное расстоянию *L*. Это напряжение равно падению напряжения в фазах *B* и *C*:

$$U_p^{(2)} = U_{BC} = 2I_k Z_{1k}. \quad (6.18)$$

Ток  $I_p = I_B - I_C = 2I_k$ . Отсюда находим:

$$Z_p^{(2)} = U_p^{(2)} / I_p^{(3)} = 2I_k Z_{1k} / 2I_k. \quad (6.19)$$

Таким образом, при всех видах междуфазных КЗ сопротивление на зажимах реле равно сопротивлению прямой последовательности фазы.

**Включение дистанционных органов, реагирующих на однофазные короткие замыкания.** Дистанционные органы, предназначенные для определения удаленности мест однофазных КЗ, включаются по схеме с токовой компенсацией (рис. 6.9). Схема предусматривает три РС, каждое из которых включается согласно табл. 6.2 на напряжение  $U_\phi$  и ток:

$$I_p = I_\phi + K3I_0.$$

При таком значении сопротивление на зажимах реле при однофазных КЗ  $Z_0$  получается равным сопротивлению прямой последовательности  $Z_1$  до места КЗ. Следовательно, при включении по табл. 6.2 ИО, реагирующего на однофазные КЗ, сопротивление  $Z$  на его зажимах получается таким же, как и у реле, реагирующих на междуфазные КЗ и включенных по табл. 6.1. В обоих случаях  $Z_p = Z_1$ .

Коэффициент компенсации

$$K = (Z_0 - Z_1) / 3Z_1; 3Z_p = U_\phi / (I_\phi + K3I_0)$$

задается постоянной величиной, однако его точное значение зависит от места КЗ и влияния смежных линий электропередачи.

Таблица 6.2

Реле фаз	$U_p$	$I_p$
<i>A</i>	$U_a$	$I_a + k 3I_0$
<i>B</i>	$U_b$	$I_b + k 3I_0$
<i>C</i>	$U_c$	$I_c + k 3I_0$

Величина активного сопротивления задается отдельно для междуфазных и однофазных замыканий, так как активное сопротивление в месте КЗ при однофазном замыкании существенно больше, чем при междуфазных КЗ. Для одиночной линии без грозозащитного троса можно считать, что  $Z_0 = 3,5Z_1$ , поэтому  $k = (3,5 - 1) / 3 = 0,83$ .

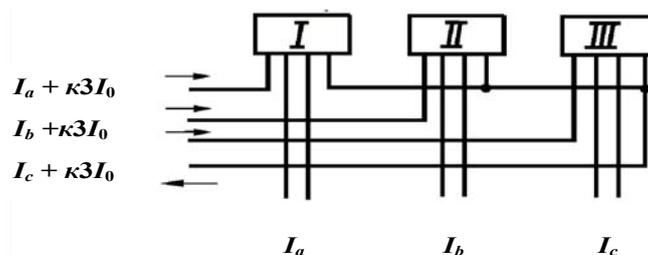


Рис. 6.9. Схемы включения дистанционных органов на ток  $I_\phi + 3I_0$

**Характеристики срабатывания дистанционной защиты и их изображение на комплексной плоскости.** Сопротивление является комплексной величиной, поэтому характеристики срабатывания РС  $Z_{cp}(Z_p, \varphi_p)$  и сопротивления на их зажимах  $Z_p$  удобно изображать на комплексной плоскости в осях  $R, jX$  (рис. 6.10). В данном случае по оси вещественных величин откладываются активные сопротивления  $R$ , а по оси мнимых величин – реактивные сопротивления  $X$ .

Полное сопротивление на зажимах реле  $Z_p = U_p / I_p$  может быть выражено через активные и реактивные составляющие в виде комплексного числа  $Z_p = R_p + jX_p = Z_p e^{-j\varphi_p}$  и изображено в осях  $R, jX$  вектором с координатами  $R_p$  и  $jX_p$  (рис. 6.10, а). Величина этого вектора характеризуется модулем  $|Z_p| = \sqrt{R_p^2 + X_p^2}$ , а его направление – углом  $\varphi_p$ , который определяется соотношением  $X_p$  и  $R_p$ . На рис. 6.10, б видно, что угол  $\varphi_p$  равен углу сдвига фаз между векторами тока  $\underline{I}$  и напряжения  $\underline{U}$ , следовательно, можно считать, что на комплексной плоскости вектор  $\underline{I}_p$  совпадает с осью положительных сопротивлений  $R$ , а напряжение  $\underline{U}_p$  – с направлением  $Z_p$ . Тот или иной участок сети, например,  $W1$  (рис. 6.10, в) можно представить в осях  $R, jX$  величиной  $Z_{AB} = Z_{W1}$ , имея в виду, что каждая точка ЛЭП характеризуется определенными сопротивлениями  $R_{W1}$  и  $X_{W1}$ .

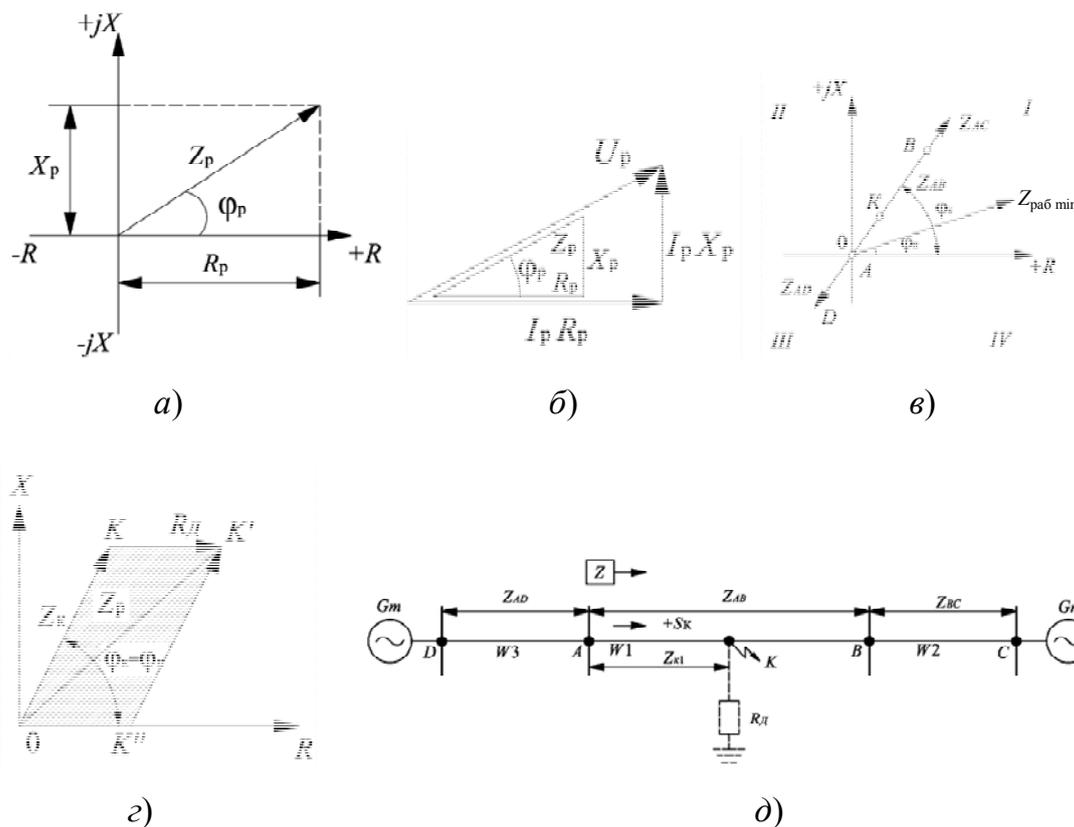


Рис. 6.10. Характеристики реле сопротивления на комплексной плоскости  $R, jX$ :  
 а – изображение  $Z_p$ ; б – треугольник сопротивлений; в, г – участок сети и его изображение в осях  $R, jX$ ; д – область сопротивлений  $Z_p$  при КЗ через сопротивление электрической дуги  $R_{д\varphi}$

Если сопротивление всех участков сети имеет один и тот же угол  $\varphi_{\text{д}} = \arctg X_{\text{д}} / R_{\text{д}}$ , то их геометрическое место на комплексной плоскости изображается в виде прямой, смещенной относительно оси  $R$  на угол  $\varphi_{\text{р}}$  (рис. 6.10, з). Начало защищаемой ЛЭП, где установлена рассматриваемая ДЗ  $A$ , совмещается с началом координат (рис. 6.10, в, з). Координаты всех участков сети, попадающих в зону ДЗ  $A$ , считаются положительными и располагаются в I квадранте комплексной плоскости (рис. 6.10, з). Координаты участков сети (рис. 6.10, в) слева от точки  $A$  считаются отрицательными и располагаются в III квадранте. Сопротивление линии  $W1$  показано на диаграмме отрезком  $AB$ ,  $W2$  – отрезком  $BC$  и  $W3$  – отрезком  $AO$ . Сопротивление  $Z_{\text{к}}$  от места установки ДЗ до точки  $K$  изображено отрезком  $AK$  под углом  $\varphi = \varphi_{\text{д}}$  к оси  $R$  (рис. 6.10, в, з). Если КЗ произошло через электрическую дугу, имеющую активное сопротивление  $R_{\text{д}}$ , то сопротивление до места КЗ будет изображаться отрезком  $AK'$ , равным геометрической сумме отрезков  $Z_{\text{к}}$  и  $R_{\text{д}}$  (рис. 6.10, д):  $AK' = Z_{\text{к}} + R_{\text{д}}$ .

Исследования показали, что значение  $R$  пропорционально длине дуги  $L_{\text{д}}$ , м, и тем меньше, чем больше ток КЗ:  $R_{\text{д}} = K / I_{\text{д}}$ , где  $K$  – постоянная величина, равная 1200–1600.

**Графическое изображение характеристик срабатывания реле.** Характеристики срабатывания РС выпуска ЧЭАЗ (рис. 6.11) представляют собой геометрическое место точек, удовлетворяющих условию  $Z_{\text{р}} = Z_{\text{ср}}$ . Заштрихованная часть характеристики, где  $Z_{\text{р}} = Z_{\text{ср}}$ , соответствует области действия реле. При  $Z_{\text{р}}$ , выходящих за пределы заштрихованной части, т. е. при  $Z_{\text{р}} \geq Z_{\text{ср}}$ , реле не работает. Однако область срабатывания РС имеет ограничения: реле не должно действовать при сопротивлении нагрузки ( $Z_{\text{раб.мин}}$ ) и при качаниях. Для этого векторы  $Z_{\text{раб.мин}}$  и  $Z_{\text{кач}}$  должны располагаться за пределами области срабатывания реле, т. е. должно соблюдаться условие  $Z_{\text{ср}} < Z_{\text{раб.мин}}$  и по возможности  $Z_{\text{ср}} < Z_{\text{кач}}$ .

**Ненаправленное реле полного сопротивления.** Характеристика этого реле (рис. 6.11, а) имеет вид окружности с центром в начале координат и радиусом, равным  $K$ . Реле работает при  $Z_{\text{р}} \leq K$  при любых углах  $\varphi_{\text{р}}$  между вектором  $Z_{\text{р}}$  и осью  $R$ . Характеристика срабатывания РС выражается уравнением  $Z_{\text{ср}} = K$ , где  $K$  – постоянная величина.

Зона действия реле расположена в четырех квадрантах, в том числе в I и III. Реле с характеристикой (рис. 6.11, а) работает как ненаправленное РС.

**Направленное реле полного сопротивления.** Данное реле имеет  $Z_{\text{ср}}$ , зависящее от угла  $\varphi_p$  (рис. 6.11, б). Его характеристика срабатывания изображается окружностью, проходящей через начало координат. Сопротивление срабатывания имеет максимальное значение при  $\varphi_p = \varphi_{\text{м.ч}}$ , где  $\varphi_{\text{м.ч}}$  – угол максимальной чувствительности реле, при котором  $Z_{\text{ср}} = Z_{\text{ср.макс}}$ , т. е. равен диаметру окружности  $OB$ .

Зависимость срабатывания этого реле от угла  $\varphi_p$  может быть представлена в виде

$$Z_{\text{ср}} = Z_{\text{ср.макс}} \cos(\varphi_{\text{м.ч}} - \varphi_p).$$

Реле не работает при  $Z_p$ , расположенных в III квадранте. Это означает, что оно не может действовать, если мощность направлена к шинам подстанции. Следовательно, рассмотренное реле является направленным. Направленное РС имеет «мертвую зону» при повреждениях в начале защищаемой ЛЭП.

**Реле с круговой характеристикой, смещенной относительно начала координат.** На рис. 6.11, в приведена характеристика, смещенная в III квадрант на расстояние  $Z''$ . Такое реле рассчитано на работу при КЗ на защищаемой линии  $W1$  (рис. 6.11, в) и включает в зону своего действия питающие эту ЛЭП шины и часть длины (пропорциональную  $Z''$ ) других отходящих от шин ЛЭП. На рис. 6.11, в – это шины  $A$  и часть ЛЭП  $W3$ . Уравнение смещенной характеристики в векторной форме имеет вид

$$(Z' - Z'') / 2 = Z_{\text{ср}} - (Z' - Z'') / 2 = 0.$$

Для ДО второй и третьей ступеней находят применение реле с характеристикой, смещенной в сторону I квадранта. Такая характеристика позволяет увеличить зону действия и улучшить отстройку от нагрузки.

**Реле с эллиптической характеристикой.** На рис. 6.11, г изображена характеристика направленного реле, имеющая вид эллипса. Сопротивление срабатывания такого реле  $Z_{\text{ср}}$  зависит от угла  $\varphi_p$  и имеет наибольшее значение при  $\varphi_p = \varphi_{\text{м.ч}}$ . Угол  $\varphi_{\text{м.ч}}$ , как и в предыдущем случае, равен  $\varphi_p = \varphi_{\text{м.ч}}$ . Сопротивление  $Z_{\text{ср.макс}}$  равно большой

оси эллипса  $2a$ . Как известно, эллипс является геометрическим местом точек, сумма расстояний которых до фокусов  $b$  и  $d$  постоянна и равна большей оси  $2a$ . На основании этого, обозначая координаты фокусов  $b$  и  $d$ ,  $Z'$  и  $Z''$ , а координаты любой точки  $C$  эллипса –  $Z_{\text{cp}}$ , получаем уравнение эллиптической характеристики:

$$|Z_{\text{cp}} - Z'| + |Z_{\text{cp}} - Z''| = 2a.$$

По сравнению с круговой характеристикой эллиптическая характеристика имеет меньшую рабочую область. Это дает возможность лучше отстроить реле от качаний и перегрузок, но ухудшает чувствительность при КЗ через переходное сопротивление  $R_{\text{пер}}$ .

**Реле с характеристикой в виде многоугольника.** Характеристика направленных РС, имеющая форму четырехугольника, показана на рис. 6.11, *д*. Сопоставляя эту характеристику с площадью  $OKK''K'''$  (рис. 6.11, *д*), можно установить, что четырехугольная характеристика реле в большей мере, чем другие характеристики, совпадает с контуром области расположения векторов  $Z_p$  при КЗ и является с этой точки зрения наиболее рациональной.

Пунктиром показан вариант характеристики  $OA'$  и  $BC'$ , предусматривающий расширение зоны реле для обеспечения его действия при двустороннем питании КЗ через переходное сопротивление. С учетом сопротивления электрической дуги  $R_d$  вектор может располагаться при КЗ на защищаемом участке ЛЭП в пределах площади четырехугольника  $OA'BC'$ . Действие реле при КЗ будет обеспечено, если характеристика срабатывания реле будет охватывать область комплексной плоскости, в которой может находиться вектор сопротивления  $Z_p$  при КЗ на ЛЭП (площадь  $OA'BC'$ , рис. 6.11, *д*).

На рис. 6.11, *е* показана характеристика, имеющая форму треугольника, применяемая для третьей зоны ДЗ. Она позволяет отстроиться от  $Z_p$  при больших значениях тока нагрузки  $I_{\text{раб.макс}}$ , чему соответствует минимальное значение  $Z_{\text{раб.мин}} = 0,9U_{\text{ном}} / I_{\text{раб.макс}}$  и допускает срабатывание РС при значительном переходном сопротивлении  $R_{\text{пер}}$  в случае удаленных КЗ.

Реле реактивного сопротивления срабатывает при

$$X_{\text{ср}} = -Z_{\text{ср}} \sin \varphi_p, \quad X_{\text{ср}} = K,$$

где  $K$  – постоянная величина.

Характеристика таких РС изображается прямой линией, параллельной оси  $X$  (рис. 6.11, ж), отстоящей от нее на расстоянии  $X_{\text{ср}} = K$ .

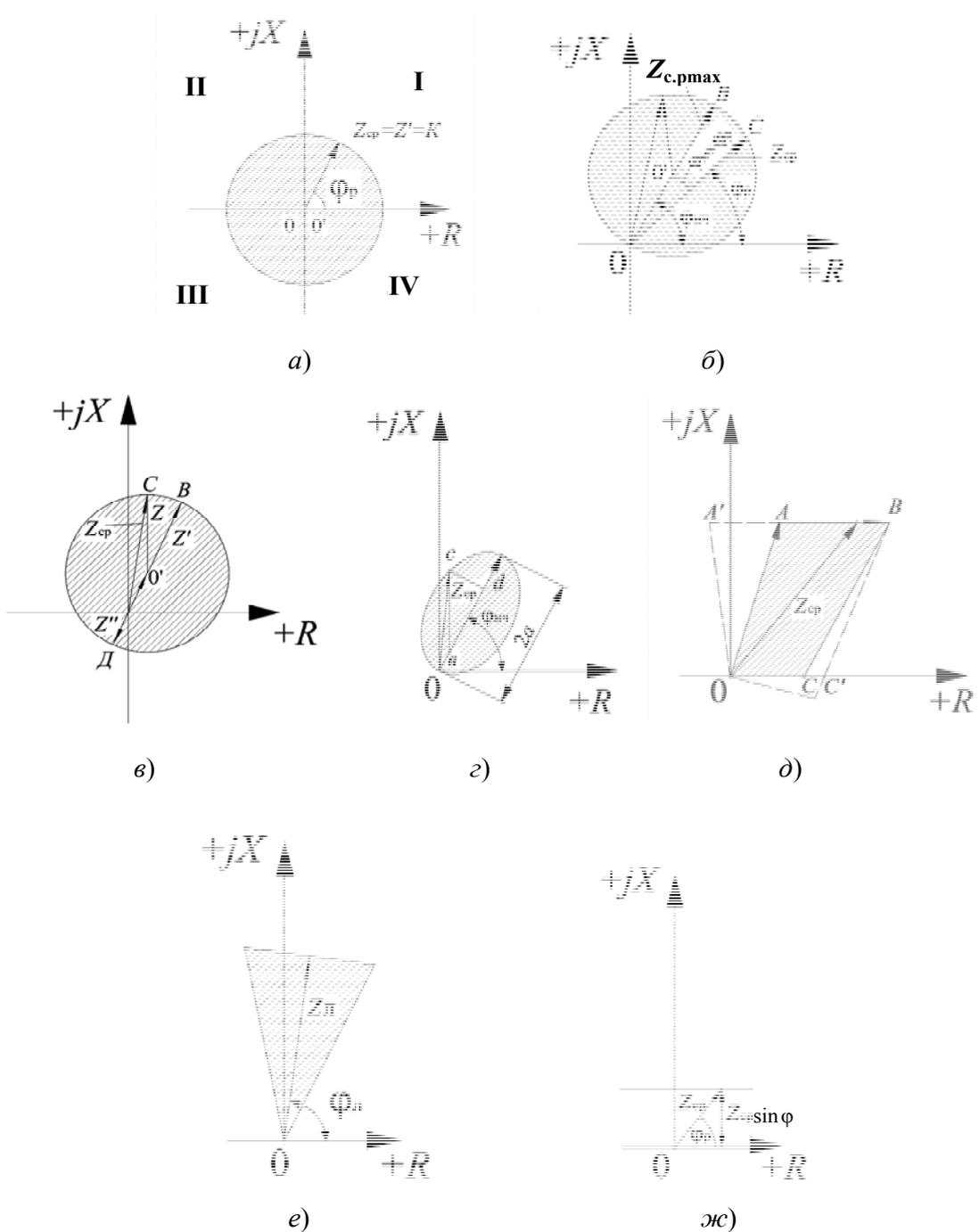


Рис. 6.11. Характеристики срабатывания реле сопротивления

**Характеристики микропроцессорных дистанционных защит.** Микропроцессорная ДЗ работает при всех видах повреждения, измеряя разность фазных токов при междуфазных КЗ и линейное напряжение между двумя фазами. При однофазном КЗ реле измеряет фазный ток и фазное напряжение.

Сопротивление при однофазном замыкании значительно больше, чем при междуфазном  $X_0 = (2-5,5)X_1$ . Кроме этого в проводе, в котором возникло КЗ, наводится напряжение от тока, протекающего в других линиях, находящихся в зоне влияния. В защите все это учитывается коэффициентом компенсации  $K_{\text{п}}$ . При однофазном замыкании реле измеряет величину  $Z_p = U_p / (I_p + K_{\text{п}}I_0)$ . К фазному току добавляется ток нулевой последовательности, умноженный на коэффициент компенсации. Поскольку ток в смежных линиях может не совпадать по фазе с током на поврежденной линии, коэффициент компенсации представляет собой комплексную величину, поэтому должны быть рассчитаны величина и угол компенсации.

Дистанционная защита учитывает, что КЗ может быть через дугу, имеющую активное сопротивление. Это сопротивление учитывается расширенной характеристикой защиты. Величина сопротивления дуги зависит от величины тока и длины дуги. При замыкании на землю ток меньше, а длина дуги значительно больше. Поэтому и сопротивление дуги значительно больше. Уставки по активному сопротивлению защиты выполняются по возможности большими и отстраиваются от активного сопротивления нагрузки.

Дистанционная защита PD632 или MiCOM P433–P439 может быть выполнена с круговой или прямоугольной характеристикой.

### 6.3. Технические характеристики цифровых защит

Устройства защиты типа MiCOM P433–P439 имеют шесть ступеней, четырехступенчатую ЗЗ и четырехступенчатую токовую защиту обратной последовательности. Все ступени могут быть выполнены направленными и может быть использована схема ускорения защиты по ВЧ каналу.

Устройство MiCOM P439 имеет жидкокристаллический графический дисплей, на котором может быть изображена мнемосхема ячейки с разъединителями и заземляющими ножами и заложена возможность управления до шести аппаратов. Поэтому область приме-

нения такой защиты – ячейки с дистанционным управлением разъединителями и заземляющими ножами, например, КРУЭ.

Защита MiCOM P441 срабатывает при междуфазных КЗ и при замыканиях на землю и имеет пять ступеней ДЗ. Устройство имеет также трехступенчатую ЗЗ и четырехступенчатую МТЗ от междуфазных КЗ. Максимальная токовая защита от междуфазных КЗ может быть выполнена направленной. Может быть также использована схема ускорения защиты по ВЧ каналу.

В серии MiCOM P640 имеется набор ДЗ линии. Блок MiCOM P641 не имеет АПВ и предназначен для применения ДЗ в виде резервной защиты, MiCOM P642 имеет четырехкратное АПВ. Перечисленные защиты могут работать по проводному или оптоволоконному каналу.

Для того чтобы обеспечить селективную защиту с небольшими выдержками времени, особенно на коротких линиях, необходимо применять четырехступенчатую защиту.

Устройства ДЗ MiCOM P433–P436 работают при междуфазных КЗ и при замыканиях на землю и имеют шесть ступеней. В состав защиты входят четырехступенчатые защиты от междуфазных КЗ и замыканий на землю.

На воздушных линиях должно быть предусмотрено АПВ. В данном случае АПВ обычно выполняется однократным, чтобы не увеличивать объем повреждений на линии, так как даже при однократном включении линия включается от АПВ 2 раза (с двух сторон). Устройство АПВ может быть выполнено с контролем синхронизма с одной из сторон, для чего на линии должен быть установлен ТН.

Рекомендуется применять следующие устройства защиты:

- 1) набор из двух ДЗ MiCOM P441 или P436 с ВЧ каналом;
- 2) набор ДЗ MiCOM P436, P441 и продольной ДЗ MiCOM P641, P642;
- 3) набор ДЗ MiCOM P436, P441 и продольной дифференциально-фазной защиты MiCOM P646.

**Ускорение действия дистанционных защит по высокочастотному каналу.** Одна из областей применения высокочастотного (ВЧ) канала – это телеускорение. По концам линии устанавливаются трехступенчатую ДЗ. Первая ступень, действующая без выдержки линии, охватывает около 66 % длины линии. Защитное телеускорение расширяет область срабатывания первой ступени защиты до 100 % длины линии посредством сигнала, переданного с другой подстанции (другого конца линии). Защитное телеускорение может работать, используя одну из следующих схем:

– прямая передача команды отключения (прямое отдаленное отключение);

– разрешение срабатывания ступени с выдержкой времени со стороны, где не сработала первая ступень;

– расширение первой зоны на всю длину линии.

Имеется значительное количество разновидностей этих принципов. С помощью указанных способов можно обеспечить отключение КЗ на всем протяжении линии без выдержки времени.

Имеется два главных принципа взаимодействия защит между собой: разрешающий и блокирующий. Для срабатывания защиты с разрешающим импульсом требуется приход команды по каналу связи с противоположной стороны.

При применении ускорения ДЗ принципа с ВЧ каналом по защищаемой линии следует учитывать, что разрешающий сигнал может проходить через место КЗ, вносящее большое затухание сигнала. Поэтому необходимо иметь большой запас по затуханию ВЧ сигнала и необходимо обеспечить два канала для передачи сигнала с каждого конца на противоположный.

Защита, работающая на блокирующем принципе, срабатывает, если отсутствует блокирующий сигнал. Блокирующий сигнал создает полуконтакт, для которого КЗ является внешним (используется направленный к шинам пусковой орган). При отсутствии такого сигнала на каждом конце защита срабатывает, если срабатывает пусковой орган, направленный от шин в линию. ВЧ сигнал передается только при внешнем КЗ, а значит, он не передается через место повреждения. Поэтому запас по затуханию канала может быть выбран меньше (12–16 дБ). Все передатчики и приемники подсоединяются к одному каналу. Аналог такой защиты в СНГ – защита с ВЧ блокировкой, например, ПДЭ-2602.

Такие возможности предоставляет ДЗ той или иной из перечисленных фирм, совместно с которой можно применить кроме проводного (оптоволоконного) канала ВЧ аппаратуру, применяемую в СНГ.

#### **6.4. Продольная дифференциальная защита линий**

Продольная дифференциальная защита линий применяется в тех случаях, когда требуется высокое быстродействие и абсолютная селективность при КЗ в любой точке линии. Продольной дифференциальной защитой называют защиту, в измерительном органе (ИО) которой непосредственно сравниваются электрические данные, собран-

ные со всех концов защищаемого элемента. Для протяженных элементов (ЛЭП) в зависимости от их длины применяют кабельные линии связи (до 10 км) или высокочастотные каналы связи.

На рис. 6.12 показан принцип действия продольной дифференциальной защиты линий. Трансформаторы тока, установленные по концам защищаемой линии, включаются между собой через линию связи и токовое дифференциальное реле  $KA$ , включенное на разность токов. При нагрузке или внешнем КЗ в точке  $K1$  токи  $I_1$  и  $I_2$  через реле равны по величине и направлены встречно. В данном случае без учета погрешностей ТТ результирующий ток в реле  $I_p = I_1 - I_2 = 0$  и защита не работает. При КЗ в зоне действия (между ТТ) ток  $I_2$  меняет свое направление (или будет равен нулю при одностороннем питании). Результирующий ток в реле равен сумме токов. Если его величина превысит порог срабатывания реле, то защита сработает и отключит линию со всех сторон.

Ток срабатывания защиты выбирают по условию отстройки от тока небаланса.

Чувствительность защиты определяется минимальным током в измерительном органе при КЗ в защищаемой зоне:

$$K_{\text{ч}} = I_{\text{мин}}^{(2)} / I_{\text{с.з}} \geq 2.$$

В случае если измерительных органов два (по одному на каждой подстанции), то значение тока  $I_{\text{мин}}^{(2)}$  делят на два.

Чувствительность защиты, как правило, оказывается недостаточной. Поэтому в реальных защитах применяют ИО, представляющие собой реле с быстронасыщающимися трансформаторами и тормозными обмотками по аналогии дифференциальной защиты трансформатора.

На рис. 6.12 показана однолинейная схема линии связи с одной парой проводов. Для передачи сигналов трехфазной сети потребуется минимум четыре провода. Сопротивление проводов линии связи оказывается намного больше допустимого для ТТ по условию 10%-й погрешности. Поэтому продольная дифференциальная защита, например, типа ДЗЛ-2, намного сложнее. Для получения одного информационного сигнала от трехфазных ТТ каждый полуконтакт защиты состоит из комбинированного фильтра токов прямой и обратной последовательностей ( $I_1 + KI_2$ ). Такое исполнение защиты позволило использовать только одну пару проводов линии связи. Для уменьше-

ния влияния сопротивления проводов линии связи она включается к ТТ через изолирующие трансформаторы с коэффициентом трансформации  $K_{и}$ . При этом сопротивление проводов, приведенное к стороне ТТ, уменьшается в  $K_{и}^1$  раз.

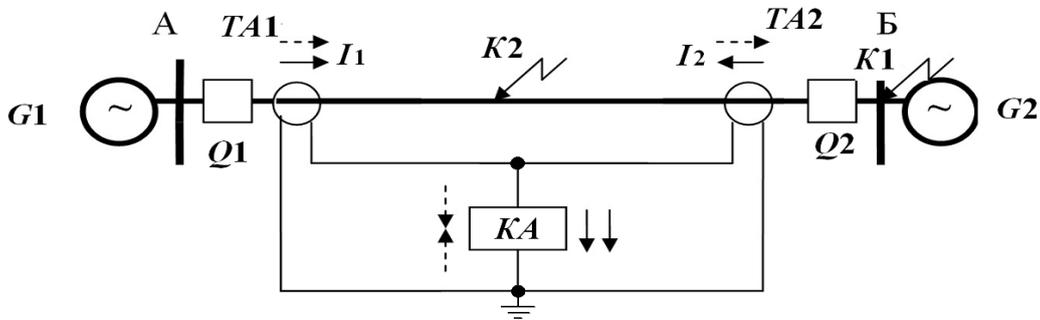


Рис. 6.12. Принцип действия продольной дифференциальной защиты линий. Пунктирной линией показано направление токов при внешнем КЗ (точка  $K1$ ), сплошной – при КЗ в зоне действия дифференциальной защиты

При обрыве провода в линии связи защита ложно срабатывает от тока нагрузки или внешнего КЗ. Поэтому для контроля исправности линии по проводам пропускается постоянный ток и в случае его исчезновения при обрыве провода продольная дифференциальная защита автоматически блокируется.

Очевидно, что иметь только одну дифференциальную защиту по условию надежности недостаточно. Это объясняется и тем, что дифференциальная защита не может резервировать защиты смежных линий или шин подстанции. Поэтому с основной дифференциальной защитой обязательно предусматривается установка резервной защиты с относительной селективностью, например, МТЗ или ДЗ.

Защита типа ДЗЛ и аналогичные ей цифровые продольные дифференциальные защиты применяются на коротких линиях 110–220 кВ длиной до 20 км. В настоящее время используются оптоволоконные каналы связи.

## 6.5. Защиты с косвенным сравнением электрических величин

**6.5.1. Высокочастотные каналы связи.** Высокочастотные каналы функционируют по проводам защищаемой линии, для чего производится ВЧ обработка линии. Обычно обработке подвергается одна

фаза и ВЧ сигналы передаются по схеме «фаза–земля». При этом передача происходит по всем трем фазам за счет индуктивной и емкостной связей между проводами фаз.

Для РЗ используются ВЧ каналы, работающие на частотах 40–600 кГц.

Высокочастотный канал (рис. 6.13) содержит следующие элементы: провод фазы защищаемой линии 1, заградители 2, конденсаторы связи 3, защитные устройства 4, фильтры присоединения 5, ВЧ кабели 6 и приемопередатчики 7. Заградители включены последовательно в провод фазы защищаемой линии и состоят из реактора и конденсатора, настроенных в резонанс токов на рабочую высокую частоту, и представляют для нее большое сопротивление. Поэтому ВЧ сигналы не распространяются на соседние участки и могут циркулировать по линии лишь между заградителями.

Высоковольтный конденсатор связи изолирует ВЧ аппаратуру от высокого напряжения линии и создает путь токам высокой частоты, для которых представляет малое сопротивление, а также препятствует прохождению токам промышленной частоты, для которых представляет большое сопротивление.

Защитное устройство состоит из разрядника (от перенапряжений) и заземляющего разъединителя для безопасного выполнения наладочных работ.

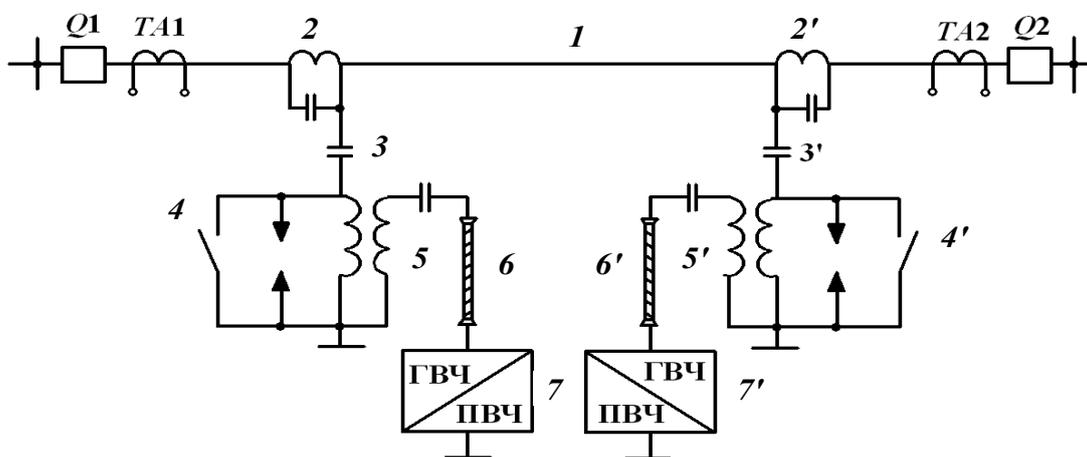


Рис. 6.13. Принципиальная схема ВЧ канала

Фильтр присоединения 5, состоящий из воздушного трансформатора и конденсатора, согласует волновое сопротивление ВЧ кабеля и входное сопротивление линии, что исключает потери энергии на отражение волны. Заземление обмотки воздушного трансформатора создает путь токам промышленной частоты, исключая их попадание

в приемопередатчики. Фильтр присоединения вместе с конденсатором связи  $Z$  образует полосовой фильтр, пропускающий определенную полосу частот.

Приемопередатчик состоит из генератора ГВЧ и приемника ПВЧ. С каждой стороны линии приемопередатчики настроены на одну и ту же частоту. Поэтому ПВЧ принимают сигналы своего ГВЧ и установленного на противоположном конце. Для четкой работы во всех возможных режимах передатчик должен обладать мощностью (20–36 Вт), достаточной для перекрытия затухания по линии. Затухание резко увеличивается при неблагоприятных погодных условиях (гололед, мокрый снег) и при трех- и однофазных КЗ.

**6.5.2. Дифференциально-фазная высокочастотная защита линий.** Высокочастотными называются защиты, использующие ВЧ каналы. Передатчики пускаются и останавливаются сигналами РЗ, а сигналы с выходов приемников поступают в цепи РЗ и обуславливают выполнение ею заданных функций.

Принцип действия дифференциально-фазной высокочастотной защиты (ДФЗ) основан на сравнении фаз токов по концам защищаемой линии. Считая положительными токи, направленные от шин в линию, находим, что при внешних КЗ в точке  $K_1$  (рис. 6.14, а) токи  $I_m$  и  $I_n$  по концам защищаемой линии имеют различные знаки и, следовательно, их можно считать сдвинутыми по фазе на  $180^\circ$ . В случае КЗ на защищаемой линии (рис. 6.14, б) токи на ее концах имеют одинаковые знаки и их можно принять совпадающими по фазе. Таким образом, сравнивая фазы токов по концам линии, можно установить место расположения КЗ.

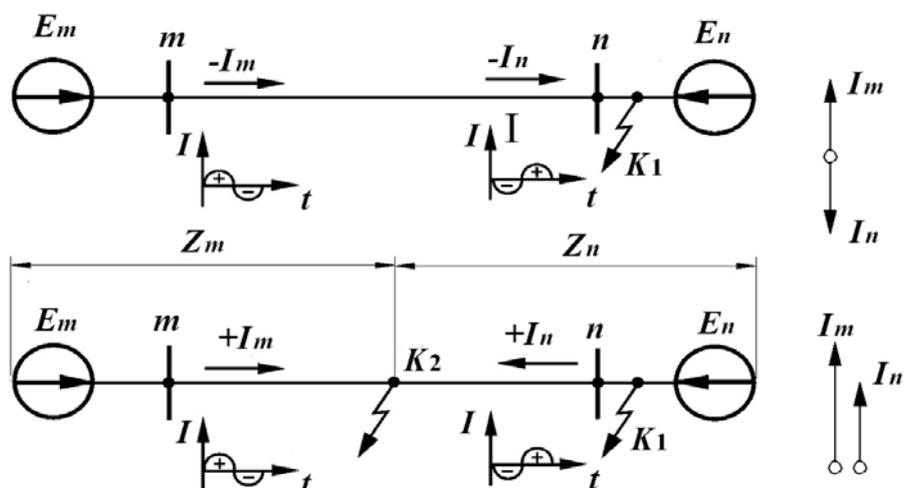


Рис. 6.14. Принцип действия ДФЗ

Принципиальная схема, иллюстрирующая работу ДФЗ, и диаграмма, поясняющая принцип ее действия, приведены на рис. 6.15 и 6.16.

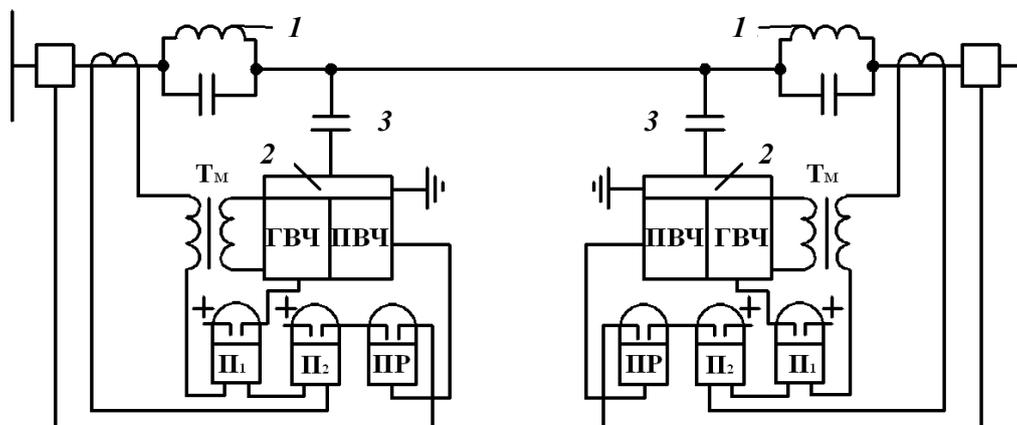


Рис. 6.15. Принципиальная схема ДФЗ

Защита состоит из приемопередатчика, включающего в себя ВЧ генератор ГВЧ, приемник ПВЧ, реле отключения РО, питающегося током приемника, и двух пусковых реле П1 и П2, одно из которых пускает ГВЧ, а второе контролирует цепь отключения защиты.

Особенность защиты заключается в том, что ГВЧ управляется (манипулируется) непосредственно токами промышленной частоты при помощи специального трансформатора  $T_m$ . Генератор включен так, что при положительной полуволне промышленного тока он работает, посылая в линию ток высокой частоты, а при отрицательной – запирается, и ток высокой частоты прекращается. В то же время приемник выполнен таким образом, что при наличии токов высокой частоты, поступающих в его входной контур, выходной ток, питающий реле РО, равен нулю, а при отсутствии ВЧ сигнала появляется выходной ток, который поступает в реле РО. Таким образом, генератор ВЧ работает только в течение положительных полупериодов тока промышленной частоты, а приемник – при отсутствии ВЧ сигналов.

При внешнем КЗ (рис. 6.16, а), когда фазы первичных токов по концам линии противоположны, генератор на конце линии  $m$  работает в течение первого полупериода промышленного тока, а на конце  $n$  – в течение следующего полупериода. Ток ВЧ протекает по линии непрерывно и питает приемники на обеих сторонах линии. В результате этого выходной ток в цепи приемника и реле РО отсутствует и реле (защита) не работает.

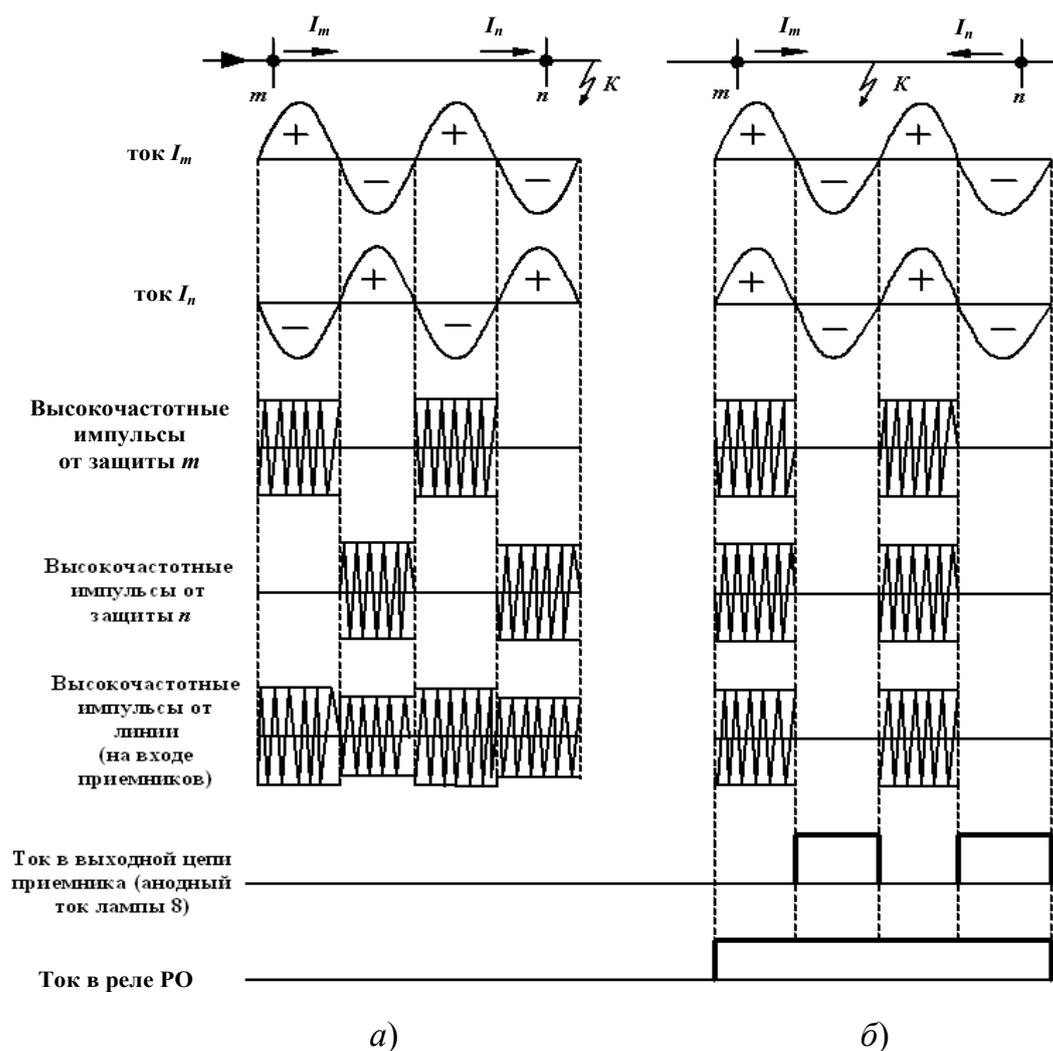


Рис. 6.16. Диаграмма токов ДФЗ:  
 а – внешнее КЗ; б – КЗ в зоне защиты

При КЗ в зоне (рис. 6.16, б) генераторы на обоих концах линии работают одновременно, поскольку фазы токов по концам линии совпадают. Ток ВЧ, поступающий при этом в приемники, будет иметь прерывистый характер с интервалами времени, равными полупериоду промышленного тока. В данном случае приемник работает в промежутки времени, когда ток ВЧ отсутствует, и заперт (не работает) во время его прохождения. В выходной цепи приемника появляется прерывистый ток, который сглаживается специальным устройством и подается в реле РО, которое срабатывает и отключает линию. Таким образом, сдвиг фаз между токами, проходящими по обоим концам линии, определяется по характеру ВЧ сигналов (сплошные или прерывистые), на которые при помощи ВЧ приемника реагирует реле РО.

Дифференциально-фазная защита обладает абсолютной селективностью и срабатывает без выдержки времени при КЗ в той или иной точке защищаемой линии. Она не реагирует на качания и неполнофазные режимы. Дифференциально-фазная высокочастотная защита применяется на линиях напряжением 110 кВ и выше в качестве основной защиты. Резервная защита – дистанционная или направленная МТЗ.

### **Контрольные вопросы**

1. Какие функции должны выполнять комплекты защиты и автоматики ВЛ 110–220 кВ?
2. В чем заключается выбор аппаратуры защиты тупиковых ВЛ 110–220 кВ?
3. Назначение и принцип действия дистанционной защиты.
4. Характеристики выдержки времени ДЗ.
5. Выбор параметров срабатывания ДЗ.
6. Каковы требования к схемам включения дистанционных органов ДЗ?
7. Характеристики срабатывания ДЗ и их изображение на комплексной плоскости.
8. Назначение и принцип действия продольной ДЗ линий.
9. Назначение дифференциально-фазной высокочастотной защиты линий.
10. Принцип действия дифференциально-фазной высокочастотной защиты линий.

## ГЛАВА 7. ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА СИНХРОННЫХ ГЕНЕРАТОРОВ

### 7.1. Повреждения и ненормальные режимы работы генераторов

В генераторах могут возникнуть следующие повреждения:

- междуфазные короткие замыкания, вызывающие повреждения обмоток и, реже, стали магнитопровода статора;

- замыкания между витками одной фазы (обычно они переходят в междуфазные замыкания или в замыкания на землю);

- замыкания одной фазы на корпус (землю), при которых ток замыкается через сталь магнитопровода. Исследования показали, что при токах более 5 А возникают опасные выжигания (выплавления) стали статора, требующие капитального ремонта генератора с перешихтовкой магнитопровода. Поэтому принято, что при токах более 5 А защита должна действовать на отключение генератора, а при токах менее 5 А – на сигнал;

- двойные замыкания на корпус (землю) в цепи ротора, вызывающие перегрев ротора, горение изоляции, а также вибрацию генератора (особенно у явнополюсных машин) вследствие возникающей несимметрии магнитного потока ротора. Двойному замыканию на корпус предшествует замыкание па корпус в одной точке. На турбогенераторах устанавливают защиту от двойных замыканий на корпус. Дежурный персонал включает эту защиту при появлении (обнаружении) замыкания на корпус в одной точке.

К ненормальным режимам генераторов относят:

- протекание токов внешних КЗ. Нормально внешние КЗ должны отключаться защитами поврежденных элементов, однако при отказе этих защит генератор должен иметь собственную резервную защиту;

- перегрузки по току, возникающие при отключении части параллельно работающих генераторов, изменении схемы сети, подключении новых узлов нагрузки, самозапуске двигателей, форсировке возбуждения генераторов, потере возбуждения и т. п. Для всех генераторов допускаются нормальные длительные перегрузки по току статора не более 5 % при снижении напряжения статора не более чем на 5 %. Аварийные перегрузки лимитируются заводом-производителем отдельно для каждого типа генератора. Для генераторов допустимы продолжи-

тельные перегрузки в 20–30 % как по току статора, так и по току ротора, поэтому при таких перегрузках генераторы не должны отключаться от сети;

– несимметрию токов статора, возникающую при несимметричных коротких замыканиях в сети и при неполнофазных режимах (обрывах фазы). Появляющиеся при несимметрии токи обратной последовательности создают магнитный поток, вращающийся относительно ротора с двойной синхронной скоростью, следствием чего может быть повышенный нагрев и вибрация ротора, а также повышенный нагрев обмотки возбуждения. Длительная работа турбогенераторов допустима при несимметрии  $I_2/I_{\text{ном}}$  не более 5 %;

– повышение напряжения, возникающее при резких сбросах нагрузки, когда частота вращения машины возрастает при практически неизменном напряжении на обмотке возбуждения. У турбогенераторов повышение напряжения ликвидируется системами автоматического регулирования скорости (АРС) и автоматического регулирования возбуждения (АРВ). У турбогенераторов имеются автоматы безопасности, полностью прекращающие впуск пара в турбину при увеличении частоты вращения агрегата на 10 %.

## 7.2. Защита аварийных генераторов напряжением 0,4 кВ

**7.2.1. Защита генераторов предохранителями и автоматическими выключателями.** Для генераторов мощностью до 100 кВт защита от междуфазных КЗ выполняется предохранителями или автоматическими выключателями. Предохранители выбираются по условиям:

$$U_{\text{пр.ном}} = U_{\text{сети}}; I_{\text{пр.откл}} \geq I_{\text{ПОмакс}}^{(3)}, \quad (7.1)$$

где  $I_{\text{ПОмакс}}^{(3)}$  определяется в зависимости от того, одиночно или параллельно с другими генераторами работает генератор.

Плавкая вставка предохранителей выбирается из условий:

$$I_{\text{вс.ном}} \geq K_{\text{зап}} I_{\text{раб.макс}}; I_{\text{вс.ном}} \geq I_{\text{перегр}} / K_{\text{пер}}, \quad (7.2)$$

где  $I_{\text{раб.макс}}$  – максимальный рабочий ток, проходящий через предохранитель;  $K_{\text{зап}} = 1,1–1,2$  – коэффициент запаса.

Для защиты генераторов наиболее подходящими являются автоматические выключатели, имеющие расцепители для защиты от пе-

регрузки с зависимой характеристикой и небольшим временем срабатывания. Их используют в качестве МТЗ генератора от внешних КЗ. Расчет уставки срабатывания по току и времени срабатывания принимают по условию селективности с защитами отходящих линий 0,4 кВ, а также по условию отстройки от длительности пуска электродвигателей, если надежно отстроиться по току от пусковых режимов не удастся. Для наладки время срабатывания задают при токе КЗ на зажимах генератора, равном  $I_{\text{П}\infty}^{(3)}$ . Обычно принимают минимальную уставку по шкале времени, соответствующую 2 с на независимой части характеристики (при токе более  $3I_{\text{с.з}}$ ). В этом случае при токе  $I_{\text{с.з}}$  выключатель отключится не менее чем за 2 с. Меньшую уставку по времени принимать не рекомендуется, так как выдержка времени становится неустойчивой, что может приводить к неселективным отключениям.

Отсечку выключателя используют для защиты генератора от внутренних КЗ при его параллельной работе с другими источниками (рис. 7.1). Ток срабатывания отсечки выбирают, исходя из отстройки от максимального тока КЗ  $I_{\text{ПО}}^{(3)}$ , посылаемого генератором в сеть в начальный момент КЗ на генераторных шинах

$$I_{\text{с.о}} \geq K_{\text{н}} I_{\text{ПО}}^{(3)}, \quad (7.3)$$

где  $K_{\text{н}}$  – коэффициент надежности, принимается равным 1,4 для автоматических выключателей серии ВА.

Поскольку отсечка не работает при внешних КЗ, то для защиты генератора можно применять как селективный, так и неселективный автоматический выключатель. Селективный автоматический выключатель предпочтителен ввиду надежности несрабатывания отсечки при внешних КЗ. Чувствительность отсечки проверяется при КЗ внутри генератора, когда отсечка срабатывает из-за тока, притекающего к месту КЗ от параллельно работающим с ним генераторов.

Защитные характеристики автоматических выключателей мало подходят для защиты генераторов, поскольку их защита от перегрузки ввиду большого времени действия не может быть использована в качестве МТЗ. Для этой цели приходится использовать селективную токовую отсечку, однако обеспечить при этом надежную отстройку от режимов пуска электродвигателей обычно не удастся. Поэтому применение автоматических выключателей возможно лишь для генераторов мощностью не более 100 кВт, если в схеме электроснабжения отсутствуют двигатели, пуск или самозапуск которых может вызвать срабатывание защиты генератора.

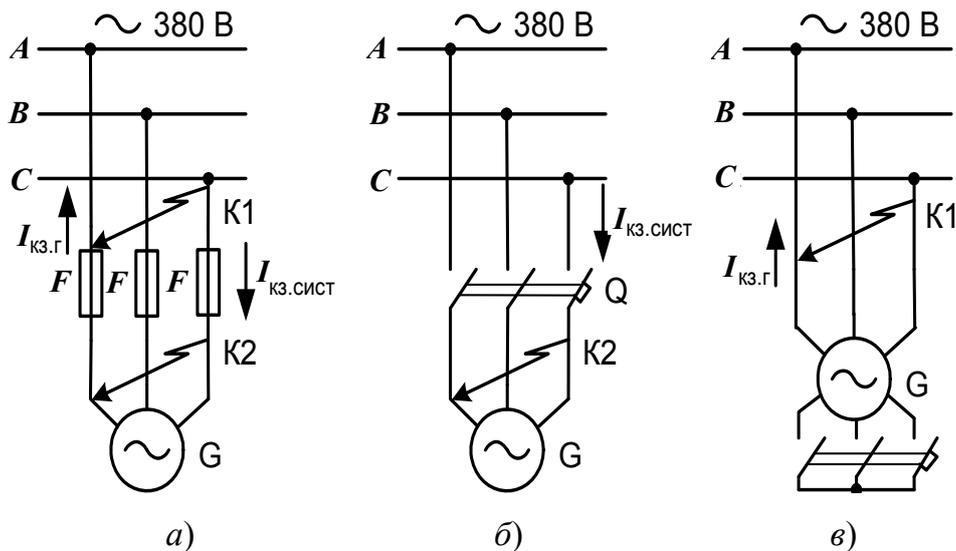


Рис. 7.1. Расчетные точки КЗ при защите низковольтных генераторов:  
*a* – защита генератора предохранителями; *б* – защита автоматическими выключателями при работе генератора параллельно с другими генераторами; *в* – защита автоматическими выключателями при одиночной работе генератора;  
*K1* – расчетная точка КЗ при одиночной работе генератора, при этом определяется  $I_{\text{кз.г}}^{(3)}$ ; *K2* – расчетная точка КЗ при работе генератора параллельно с другими генераторами, при этом определяется  $I_{\text{кз.сист}}^{(3)}$

Токовая защита, производимая автоматическими выключателями, выполняется двухфазной, если нейтраль генератора не заземлена, и трехфазной, если нейтраль глухо заземлена.

Автоматические выключатели устанавливаются со стороны шинных выводов при его параллельной работе с другими генераторами, а при одиночной работе – со стороны нулевых выводов (рис. 7.1).

Автоматические выключатели с комбинированными расцепителями осуществляют защиту генератора от КЗ и от перегрузок. Блок-контакты автомата используются для отключения автомата гашения поля (АГП). При выборе автоматов принимается

$$I_{\text{расч}} = I_{\text{н.г.}}$$

**7.2.2. МТЗ генераторов с помощью вторичных реле** применяются в случаях, когда коммутационным аппаратом генератора служит магнитный пускатель.

Ток срабатывания МТЗ генератора выбирают по следующим условиям:

1. Несрабатывание при максимальном рабочем токе (принимается равным номинальному току генератора  $I_{\text{н.г.}}$ ) с учетом его увеличения при самозапуске электродвигателей

$$I_{с.з} = \frac{K_{н}}{K_{в}} K_{с.зап} I_{н.г}, \quad (7.4)$$

где  $K_{н}$  и  $K_{в}$  – коэффициенты надежности и возврата, для реле РТ-40 принимаются соответственно 1,2 и 0,8; для микропроцессорных реле – соответственно 1,1 и 0,95–0,96;  $K_{с.зап}$  принимается равным 1,14–1,8.

2. Несрабатывание при максимальном рабочем токе с учетом пуска наиболее мощного двигателя

$$I_{с.з} \geq \frac{K_{н}}{K_{в}} \left[ (I_{н.г} - I_{н.дв}) + I_{пуск.дв} \right], \quad (7.5)$$

где  $I_{н.дв}$  и  $I_{пуск.дв}$  – соответственно номинальный и пусковой ток наиболее мощного электродвигателя.

3. Согласование с защитами (токовыми отсечками) отходящих от генераторных шин линий

$$I_{с.з} = K_{н.с} I_{с.о}, \quad (7.6)$$

где  $K_{н.с}$  – коэффициент надежности согласования, который принимается равным 1,4 для автоматических выключателей серии ВА и реле защиты генератора с реле РТ-40, с реле РТ-80 – 1,5, с цифровыми реле – 1,2;  $I_{с.о}$  – ток срабатывания отсечки автоматического выключателя, с защитой которого производится согласование.

Обеспечение необходимой чувствительности защиты в установленном режиме трехфазного КЗ за выключателем генератора осуществляется при

$$K_{ч} = \frac{I_{П\infty}^{(3)}}{I_{с.з}} \geq 1,5, \quad (7.7)$$

и с учетом переходных сопротивлений  $K_{ч.д} = \frac{I_{П\infty д}^{(3)}}{I_{с.з}} \geq 1,2$ .

Если оказывается, что  $K_{ч} \leq 1,2$ , то  $I_{с.з}$  снижают, обеспечивая  $K_{ч} = 1,2$ , а отстройку от токов самозапуска осуществляют по времени.

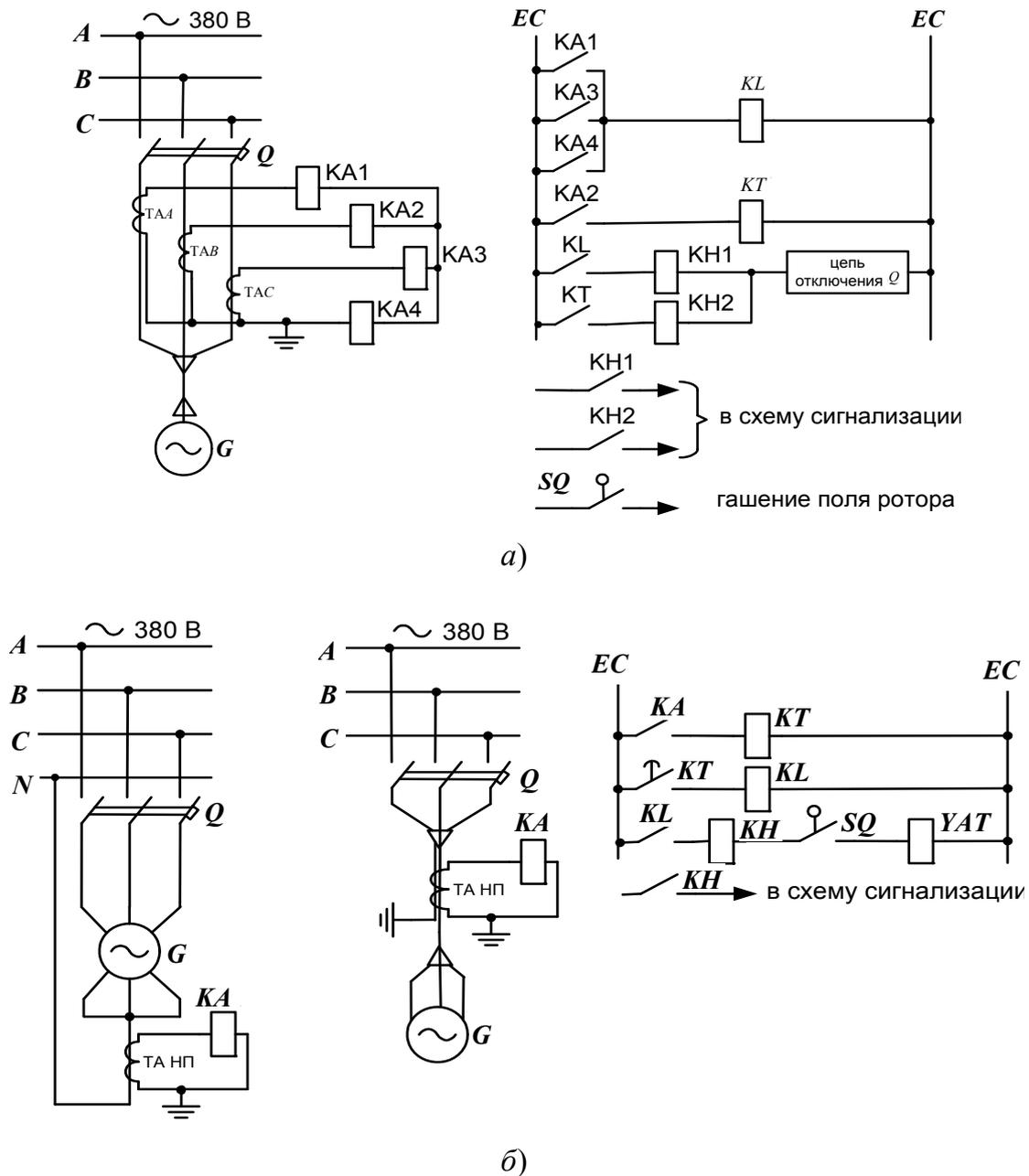


Рис. 7.2. Принципиальные схемы защиты низковольтных генераторов:  
 а – релейная защита от междуфазных КЗ, однофазных КЗ и от перегрузки; б – релейная защита от однофазных КЗ;  
 ТА<sub>н.п.</sub> – трансформатор тока нулевой последовательности

Если генератор работает параллельно с другими генераторами, для обеспечения требований надежности и селективности дополнительно к МТЗ устанавливают ТО.

Реле ТО подключаются к ТТ, установленным со стороны шинных выводов генератора, и действуют за счет тока, идущего к месту повреждения от других генераторов.

Ток срабатывания ТО выбирается по условию

$$I_{с.з} \geq K_{зап1} I_{ПОмакс}, \quad (7.8)$$

где  $K_{зап1} = 1,6-1,8$  при реле РТ-80,  $K_{зап1} = 1,3$  при реле РТ-40;  $I_{ПОмакс}$  – периодическая составляющая тока генератора при  $K^{(3)}$  на шинах генераторного напряжения.

Расчетным видом повреждений при определении чувствительности отсечки генератора, работающего с изолированной нейтралью, является КЗ между фазами на выводах. Чувствительность отсечки считается достаточной при  $K_q \geq 2$ .

Схема защиты генератора, предназначенного для аварийного электроснабжения особо ответственных электроприемников, приведена на рис. 7.2, а. В качестве источника оперативного тока используют аккумуляторную батарею, установленную для питания автоматики дизеля. Состав защиты: максимальная токовая (реле КА1, КА3), защита от однофазных КЗ (реле КА4), защита от перегрузки (реле КА2), все токовые реле типа РТ-40 или РСТ. Для отключения повреждений внутри генератора ТТ защиты включают со стороны нулевых выводов, если это возможно. Если это невозможно, то защиту от однофазных КЗ включают на отдельный трансформатор тока, установленный в нулевом проводе генератора.

Защита от замыканий в обмотках статора необходима для генераторов, работающих с заземленной нейтралью. Надобность в защите отпадает, если защита от многофазных КЗ выполняется трехфазной.

В схеме релейной защиты от однофазных КЗ токовое реле КА включено через ТА<sub>н.п</sub> в нулевой провод генератора (рис. 7.2, б). Это реле может действовать при КЗ на землю в сети генераторного напряжения, поэтому защита отстраивается от таких режимов с помощью реле времени КТ.

В ТА<sub>н.п</sub> ток в реле КТ пропорционален разности магнитного потока, создаваемого токами фазных проводов и потоком, создаваемым током нулевого провода:

$$I_{с.з} \geq K_{зап} I_{н.г}; K_{зап} = 0,2-0,4. \quad (7.9)$$

Защита от перегрузки может не устанавливаться, если ее функции выполняет защита от многофазных КЗ (автоматические выключатели).

Значение тока на зажимах генератора в соответствии с ГОСТ должно составлять не менее  $3I_{н.г}$ . Поэтому необходимая чувствительность защиты гарантируется, если ее ток срабатывания не превышает значения:

$$I_{c.з} \leq 3I_{н.г} / 1,5 = 2I_{н.г}. \quad (7.10)$$

Выдержку времени срабатывания МТЗ генератора принимают по условию

$$t_{c.з} = t_{c.о} + \Delta t, \quad (7.11)$$

где  $t_{c.о}$  – время срабатывания отсечки автоматического выключателя, с защитой которого производится согласование;  $\Delta t$  – ступень селективности; для защиты с независимой характеристикой принимается 0,4–0,5 с; для защиты с зависимой от тока характеристикой принимается в независимой части характеристики 0,5–0,6 с; в зависимой – не менее 1 с. Поскольку генератор является последним источником электроснабжения и его излишние отключения крайне нежелательны, ступень селективности защиты обычно повышают до 1 с.

Ток срабатывания защиты от однофазных КЗ выбирают по условиям отстройки от номинального тока генератора  $I_{c.з} \geq 1,4 I_{н.г}$ , а также согласования с защитами отходящих линий, время срабатывания на ступень 0,4–0,5 с больше времени срабатывания защит от однофазных КЗ отходящих линий. Чувствительность проверяют по условию

$$K_{ч.д}^{(1)} = I_{ПОд}^{(1)} / I_{c.з} \geq 1,5, \quad (7.12)$$

где  $I_{ПОд}^{(1)}$  – ток однофазного КЗ через переходное сопротивление на шинах щита 0,4 кВ КТП.

Выбранный по условию отстройки от самозапуска электродвигателей по выражению (7.5) ток срабатывания МТЗ может быть таким значительным, что чувствительность защиты оказывается недостаточной. В этих случаях осуществляют поочередный самозапуск электродвигателей. В цепь управления пускателем (контактором) каждого двигателя включают замыкающие с выдержкой времени контакты реле времени, катушка которого включается на линейное напряжение первичной сети. Выдержку времени на срабатывание реле принимают на всех электродвигателях разной, поэтому после восстановления напряжения они включаются поочередно. В этом случае в выражении (7.5) можно принять  $K_{сзап} = 1$ . Поочередный самозапуск предпочтителен также с точки зрения предотвращения больших набросов нагрузки на дизель-генератор (дизель может остановиться).

Пуск защиты по напряжению осуществляется пусковым органом напряжения. Схема комбинированного пускового органа напряжения, состоящего из фильтра-реле напряжения обратной последовательности  $KVZ$  типа РНФ-1М и реле минимального напряжения  $KV$  типа РН-50,

приведена на рис. 7.3, а. Поскольку реле РНФ-1М выпускают только на напряжение 100 В, то оба реле подключают ко вторичным цепям трансформаторов напряжения 380/100 В, соединенных по схеме открытого треугольника. В нормальном режиме якорь реле  $KVZ$  отпущен, его контакт в цепи обмотки реле  $KV$  замкнут, якорь реле  $KV$  подтянут, а контакт  $KV$  в цепи пуска МТЗ разомкнут. При появлении несимметрии фаз (двухфазное или однофазное КЗ) срабатывает реле  $KVZ$ , размыкая обмотку  $KV$ , которое разрешает пуск защиты. При симметричном снижении напряжения вследствие трехфазного КЗ реле  $KVZ$  не работает, но срабатывает реле  $KV$ , разрешая пуск защиты.

Напряжение срабатывания реле  $KVZ$  выбирается из условия отстройки от напряжения небаланса фильтра в нормальном режиме и в первичных величинах составляет  $U_{2с.з} = (0,06-0,12)U_H$ , где  $U_{2с.з}$  и  $U_H$  – линейные напряжения. Напряжение срабатывания реле по шкале регулируется в пределах 6–12 В, обычно принимается  $U_{2с.р} = 6$  В.

Напряжение срабатывания защиты (отпадания якоря реле минимального напряжения  $KV$ ) выбирается, исходя из условия возврата реле при самозапуске электродвигателей (после отключения внешнего КЗ), когда напряжение в месте установки реле снижается до  $U_{мин}$ :

$$U_{с.з} = U_{мин} \frac{1}{K_H K_B}, \quad (7.13)$$

где  $K_H$  – коэффициент надежности, принимается 1,1–1,2;  $K_B$  – коэффициент возврата, для реле минимального напряжения принимается 1,15–1,2.

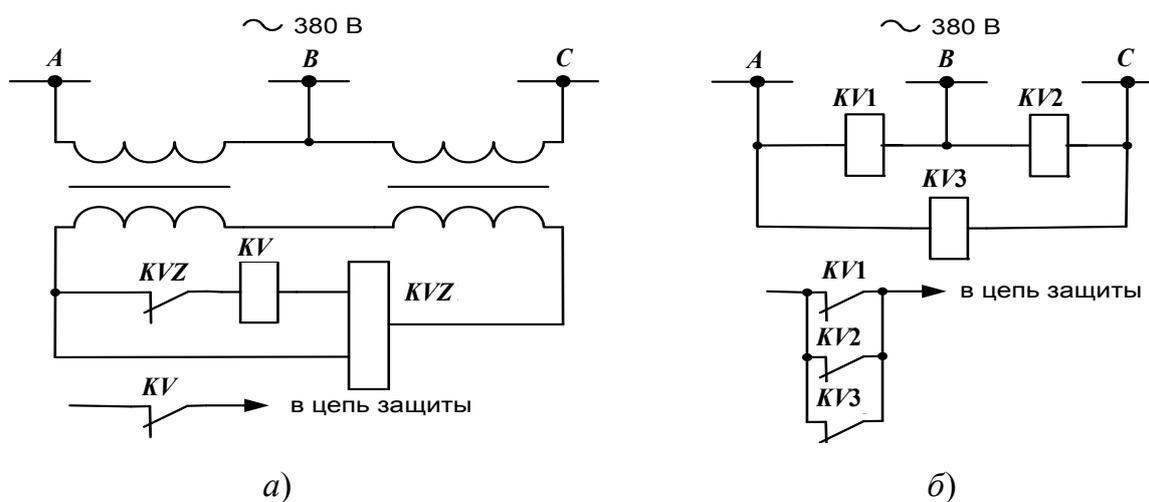


Рис. 7.3. Пусковые органы напряжения МТЗ:  
а – комбинированный; б – трехрелейный

Напряжение срабатывания реле  $U_{с.р} = U_{с.з}/K_U$ , где  $K_U$  – коэффициент трансформации трансформатора напряжения.

Обычно  $U_{с.з} = (0,14–0,8)U_H$ . Ниже  $0,14U_H$  уставку выбирать не следует, так как защита может отказать при КЗ через переходное сопротивление.

Коэффициент чувствительности реле  $KVZ$  может не определяться, так как он обычно получается достаточно высоким. Коэффициент чувствительности реле  $KV$  определяется при КЗ в зоне резервирования и должен быть не менее 1,2. Для схемы комбинированного пуска он определяется по выражению

$$K_{\text{ч}} = U_{с.з} K_{\text{в}} / U_{\text{к}}^{(3)}, \quad (7.14)$$

где  $U_{\text{к}}^{(3)}$  – междуфазное напряжение в месте установки реле при трехфазном металлическом КЗ в конце зоны резервирования (при питании от генераторов – для момента времени, соответствующего времени действия защиты).

Пусковой орган, состоящий из трех реле минимального напряжения типа РН-50, показан на рис. 7.3, б. В нормальном режиме якорь реле подтянут, а контакты разомкнуты. При снижении напряжения вследствие КЗ любых двух или всех трех фаз ниже уставки реле якорь реле отпадает, реле срабатывает, замыкает контакты и разрешает пуск максимальной токовой защиты генератора. Напряжение срабатывания (отпадания якоря) реле выбирается по выражению (7.13). Чувствительность защиты по напряжению проверяется по выражению

$$K_{\text{ч}} = U_{с.з} / U_{\text{к}}^{(3)} \geq 1,2. \quad (7.15)$$

Преимущество пускового органа, состоящего из трех реле напряжения, заключается в возможности подключения этих реле непосредственно на напряжение 380 В, недостаток – в меньшей чувствительности по сравнению с комбинированным пусковым органом.

При проверке чувствительности пусковых органов напряжения необходимо учитывать влияние переходных сопротивлений в месте КЗ. Применение пуска по напряжению защит генераторов не вызывает особых сложностей в обеспечении чувствительности защиты. Если чувствительность защиты не обеспечивается из-за условия (7.5), то дополнительно к поочередному самозапуску применяют пуск (блокировку) защиты по напряжению. Тогда при выборе тока срабатывания защиты можно не учитывать режимы пуска и самозапуска электродвигателей, т. е. учитывать только условие (7.5), в котором принима-

ют  $K_{\text{сзап}} = 1$ , и условие (7.13). Это позволяет уменьшить ток срабатывания защиты и обеспечить ее чувствительность.

**Пример 7.1.** Определить предельные значения тока срабатывания защиты отходящих линий селективных с защитой аварийного генератора 0,4 кВ, параметры которого следующие:  $P_{\text{н.г}} = 640$  кВт;  $S_{\text{н.г}} = 787$  кВА;  $U_{\text{н.г}} = 0,4$  кВ;  $I_{\text{н.г}} = 1147$  А;  $X''_d = 0,16$  ОЕ;  $K_c = 0,54$ ;  $I_{\text{в.пред}} = 10$ . Генератор имеет МТЗ с независимой характеристикой, выполненную с помощью реле типа РТ-40.

**Решение.** Определяем установившийся ток трехфазного КЗ на зажимах генератора. КЗ на зажимах генератора соответствует режиму предельного возбуждения.

Определим значения ЭДС и сопротивление генератора:

$$E_r = 400 \text{ В};$$

$$X_r = X''_d \frac{U_{\text{н.г}}^2}{S_{\text{н.г}}} = 0,16 \frac{400^2}{787} = 322,7 \text{ мОм}.$$

Определим установившийся ток трехфазного КЗ:

$$I_{\text{П01}}^{(3)} = 400 / (\sqrt{3 \cdot 322,7}) = 7,16 \text{ кА}.$$

Его можно определить также по выражению

$$I_{\text{П01}}^{(3)} = K_c I_{\text{в.пред}} I_{\text{н.г}} = 0,54 \cdot 10 \cdot 1,147 = 7,16 \text{ кА}.$$

Ток срабатывания МТЗ генератора не может превышать значения:

$$I_{\text{с.з}} \leq 7,16/1,5 = 4,78 \text{ кА}.$$

Следовательно, для защиты отходящих линий можно применить выключатели, ток срабатывания ТО которых не превышает:

$$I_{\text{с.о}} \leq 4,78/1,4 = 3,4 \text{ кА}.$$

Влияние переходных сопротивлений на значение тока КЗ здесь не учтено, поскольку оно в данном случае несущественно.

**Пример 7.2.** Выбрать автоматический выключатель и уставки защит для генератора, параметры и значения токов КЗ которого приведены в примере 7.1.

**Решение.** Принимаем по условию  $I_{\text{ном.расц}} \geq I_{\text{раб.макс}}$  автоматический выключатель ВА-53 с номинальным током расцепителя 1200 А, у которого ток срабатывания защиты от перегрузки регулируется в пределах 1500–2400 А, ток срабатывания отсечки – 7–10 кА.

Выбираем ток срабатывания максимальной токовой защиты по условию (7.4). Ввиду отсутствия конкретных нагрузок принимаем, что от режимов пуска и самозапуска можно отстроиться по времени, соответственно,  $K_{\text{зап}} = 1$ . Коэффициент возврата расцепителя зависит от времени начала срабатывания, в конце хода якоря он составляет 0,5–0,6. Принимаем  $K_{\text{в}} = 0,6$ . Соответственно,  $I_{\text{с.з}} = 1,4 \cdot 1147/0,6 = 2270$  А.

Для надежной отстройки пусковых режимов и согласования с защитами отходящих линий принимаем максимальную по шкале уставку  $I_{\text{с.з}} = 2400$  А. Чувствительность защиты при установившемся токе трехфазного КЗ:

$$K_{\text{ч}} = 7160/2400 = 2,97 > 1,14.$$

Время срабатывания защиты принимаем равным 2 с на независимой части характеристики (при токе более  $3I_{\text{с.з}}$ ). При кратности тока  $7160/2400 = 2,97$  время срабатывания по характеристикам выключателей ВА составляет около 2,3 с, а при токе срабатывания – не менее 7 с.

Максимальный ток КЗ от генератора при  $t = 0$  без учета переходных сопротивлений  $I_{\text{НО}}^{(3)} = 1,05 \cdot 400/\sqrt{3 \cdot 32,5} = 7470$  А. Ток срабатывания отсечки  $I_{\text{с.о}} = 1,4 \cdot 7470 = 10459$  А. Принимаем наибольшую уставку по шкале 10 кА. Для обеспечения несрабатывания отсечки при внешнем КЗ принимаем селективный выключатель, время срабатывания отсечки принимаем  $t_{\text{с.о}} = 0,4$  с.

### 7.3. Защита высоковольтных генераторов

**7.3.1. Упрощенные защиты генераторов.** Защита от замыканий на землю в обмотке статора выполняется в виде токовой защиты нулевой последовательности, реагирующей на токи установившегося режима, с ТТ типа ТЛЗ. Защита действует на отключение генератора.

Защита от внешних КЗ выполняется в виде МТЗ с выдержкой времени. Токовые реле подключаются к ТТ со стороны нейтрали для резервирования дифференциальной защиты генератора.

Ток срабатывания:

$$I_{\text{с.з}} = \frac{K_{\text{зап}} K_{\text{с.з}}}{K_{\text{в}}} I_{\text{г.ном}}, \quad (7.16)$$

а выдержка времени:

$$t = t_{\text{з.макс}} + \Delta t.$$

Защита от симметричных перегрузок состоит из одного токового реле, включенного на ток фазы, и реле времени. Ток срабатывания защиты:

$$I_{с.з} = \frac{K_{зап} K_{с.з}}{K_B} I_{г.ном}, \quad (7.17)$$

где  $K_{зап} = 1,05$  – при действии защиты на сигнал;  $K_{зап} = 1,1-1,2$  – при действии защиты на разгрузку или отключение.

Выдержка времени принимается больше времени срабатывания защиты от внешних КЗ.

Для одиночно работающих генераторов в качестве защиты от многофазных КЗ допускается использовать МТЗ со стороны нейтрали, а при отсутствии выводов фаз со стороны нейтрали – минимальную защиту напряжения. Защита действует на отключение генератора КО и автомата гашения поля (АГП) (рис. 7.4).

При повреждениях в цепях напряжения защита должна выводиться из действия. При установке этой защиты на турбогенераторах ее напряжение срабатывания выбирают из условия недействия при потере возбуждения:

$$U_{с.з} = (0,5 - 0,6) U_{г.ном}. \quad (7.18)$$

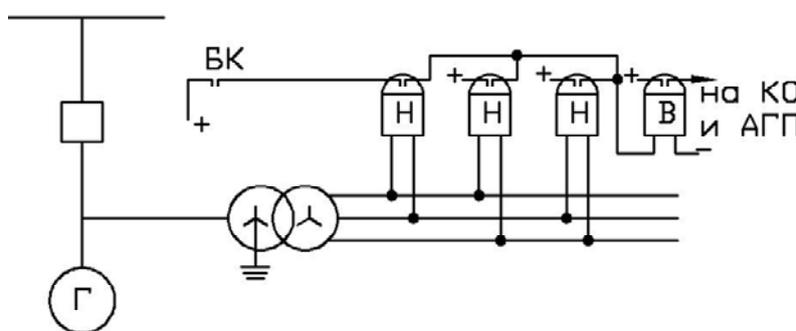


Рис. 7.4. Защита минимального напряжения

Для гидрогенераторов (рис. 7.4) такую отстройку не делают, а расчетным является условие обеспечения возврата реле напряжения после отключения внешнего КЗ:

$$U_{с.з} \leq \frac{U_{раб.мин}}{K_{зап} K_B}. \quad (7.19)$$

Применяемые в защите реле напряжения имеют  $K_B = 1,15-1,2$ , поэтому для гидрогенераторов:

$$U_{с.з} = 0,7U_{раб}.$$

Выдержка времени защиты берется больше максимального времени действия  $t_{з.макс}$  защит смежных отходящих элементов станции:

$$t = t_{з.макс} + \Delta t.$$

Максимальная защита напряжения устанавливается на гидрогенераторах:

$$U_{ср} = \frac{(1,5-1,7)U_{н.ген}}{n_H}. \quad (7.20)$$

Защита действует на отключение и АГП:

$$t_{ср} = 0,5-0,7 \text{ с.}$$

Выдержка времени предотвращает действие защиты при кратковременных повышениях напряжения, устраняемых системой АРВ.

Кроме того, генераторы должны иметь следующие виды защиты:

- от замыканий между витками фазы;
- от перегрузки токами обратной последовательности;
- от замыкания на землю цепи возбуждения одной точки для гидрогенераторов и двух точек для турбогенераторов.

**7.3.2. Продольная дифференциальная защита генераторов.** Основной защитой от междуфазных КЗ генераторов является продольная дифференциальная защита, схема которой приведена на рис. 7.5.

Реле тока включаются на разность токов трансформаторов тока  $ТАІ$  и  $ТАІІ$ , установленных со стороны основных выводов генератора и со стороны нейтрали. При этом зона защиты находится между двумя комплектами трансформаторов тока; для ее увеличения один комплект трансформаторов тока устанавливается как можно ближе к выключателю. Защита действует на отключение генератора и автомата гашения поля (АГП), а также на остановку турбины.

При внешнем КЗ ток в первичных обмотках трансформаторов тока  $ТАІ$  и  $ТАІІ$  одинаков, а ток в реле равен разности вторичных токов этих трансформаторов тока, т. е. току небаланса. При внутренних КЗ токи в первичных обмотках трансформаторов тока  $ТАІ$  и  $ТАІІ$  различны; при этом ток в реле равен сумме вторичных токов трансфор-

маторов тока. Защита не должна действовать при внешних КЗ, поэтому ее ток срабатывания должен удовлетворить условию:

$$I_{с.з} \geq I_{н.б.макс} \quad (7.21)$$

Значение тока небаланса зависит от идентичности характеристик трансформаторов тока, сопротивлений плеч защиты, а также от токов в первичных обмотках трансформаторов тока (ток небаланса увеличивается с увеличением тока КЗ).

Ток срабатывания защиты находится по выражению

$$I_{с.з} = K_{отс} K_a I_{н.б.макс} = K_{отс} K_a K_{одн} \varepsilon I_{к.макс}^{(3)}, \quad (7.22)$$

где  $K_{отс} = 1,2$  – коэффициент отстройки;  $K_a = 2$  – коэффициент, учитывающий наличие апериодической составляющей в токе КЗ;  $K_{одн} = 0,5-1$  – коэффициент однотипности характеристик трансформаторов тока;  $\varepsilon$  – погрешность трансформаторов тока;  $I_{к.макс}^{(3)}$  – наибольшее начальное действующее значение тока трехфазного КЗ генератора при КЗ на его выводах.

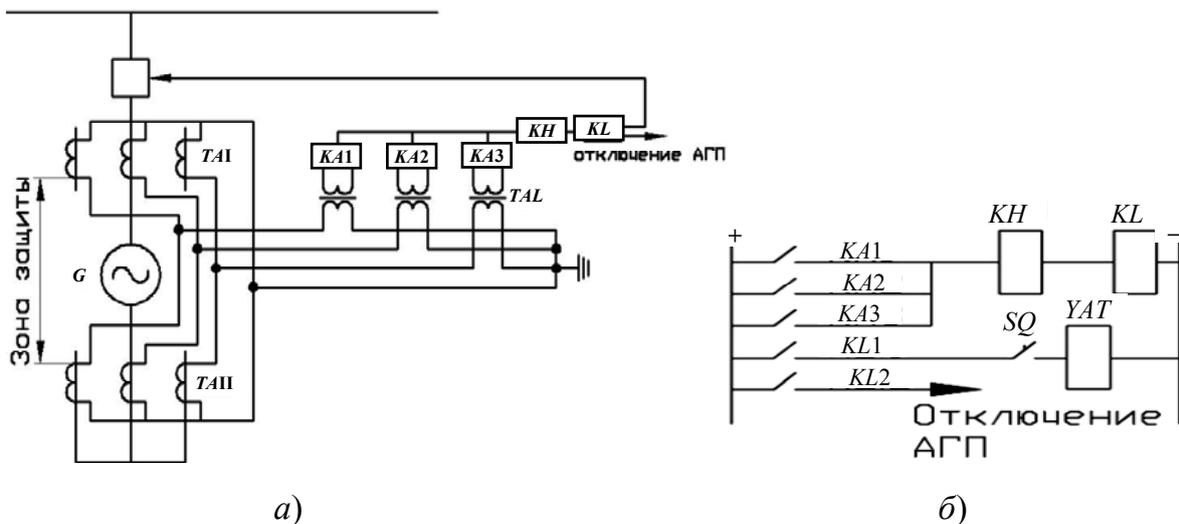


Рис. 7.5. Схема продольной дифференциальной защиты генератора:  
а – принципиальная; б – развернутая

Дифференциальная защита является быстродействующей, работающей без выдержки времени. Для повышения чувствительности защиты реле тока включают через быстронасыщающиеся трансформаторы тока (БНТ), практически запирающие защиту, если в токе КЗ есть значительная апериодическая составляющая. Поэтому можно

принимать  $K_a = 1$ . Наличие в схеме БНТ позволяет эффективно отстроиться от бросков тока небаланса при внешних КЗ, но приводит к увеличению на 1–1,5 периода времени действия защиты при внутренних КЗ. Применяются реле типа РНТ или ДЗТ, состоящих из быстро-насыщающегося трансформатора с дифференциальной, уравнительными и вторичной обмотками и токового реле. Уравнительные обмотки позволяют скомпенсировать неравенство токов в плечах дифференциальной защиты. Защита, ток срабатывания которой определен по (7.22), может ложно работать при обрывах проводов в ее плечах, так как при этом в реле одной фазы появляется ток, соответствующий току нагрузки генератора. Если признано целесообразным отстроиться от режима обрыва вторичных цепей, то ток срабатывания защиты, выполненной с использованием реле РТ-40, определяют по выражению

$$I_{с.з} = 1,3I_{г.ном}.$$

Чувствительность защиты при этом существенно уменьшается. При использовании в защите реле РНТ:

$$I_{с.з} = (0,5 - 0,6)I_{г.ном}.$$

Чувствительность защиты проверяют по току двухфазного КЗ на выводах отключенного от внешней сети генератора. Согласно [1], необходимо, чтобы

$$K_{ч} = I_{к.мин}^{(2)} / I_{с.з} \geq 2. \quad (7.23)$$

При выборе тока срабатывания защита дополняется токовым реле, срабатывающим в случае обрыва проводов.

Следует отметить, что продольная дифференциальная защита генератора не действует при замыканиях между витками одной и той же фазы.

**7.3.3. Защита генераторов от замыкания между витками одной фазы** устанавливается на генераторах, у которых обмотка статора имеет две параллельные ветви. Распространение получила схема защиты, приведенная на рис. 7.6.

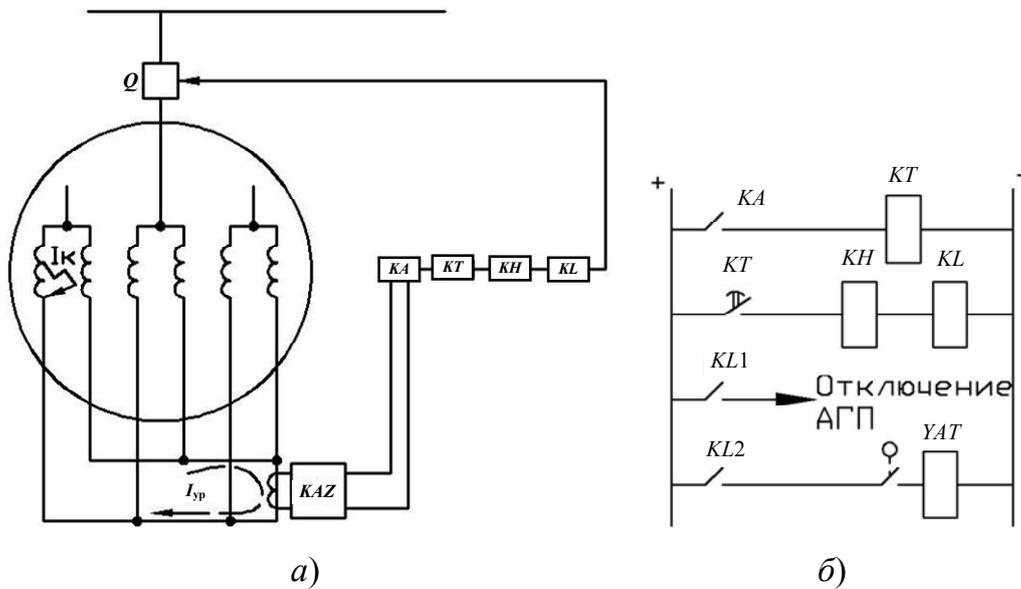


Рис. 7.6. Схема поперечной дифференциальной защиты генератора:  
 а – принципиальная схема; б – развернутая схема

Пусковое реле тока  $KA$  защиты подключено через фильтр токов основной частоты  $KAZ$  к трансформатору тока, установленному на перемычке между нейтралями двух параллельных ветвей статорной обмотки. В нормальном режиме и при внешних КЗ в перемычке имеются только токи гармоник, кратных трем, обусловленные несинусоидальностью формы индукции в воздушном зазоре машины и несимметрией фазных токов КЗ. Фильтр  $KAZ$  не пропускает эти токи в цепь защиты. Витковые замыкания сопровождаются появлением в контуре поврежденной фазы уравнивающих ЭДС  $E_{ур}$  и тока  $I_{ур}$  основной частоты, а в реле тока  $I_p = I_{ур}/K_T$ .

Если  $I_{ур} > I_{с.з.}$ , то защита срабатывает. Чем меньше число замкнувшихся витков, тем меньше уравнивающий ток. Защита, следовательно, имеет мертвую зону. Ток срабатывания реле отстраивается от максимального тока небаланса при внешних КЗ. Практически принимают:

$$I_{с.з.} \approx (0,2 - 0,4)I_{г.ном.}$$

Защита может ложно работать при двойных замыканиях на землю в цепи ротора, когда нарушается магнитная симметрия параллельных ветвей статорной обмотки. Для исключения ложной работы защиты при неустойчивых двойных замыканиях в цепи ротора в защиту вводится реле времени  $KT$  с выдержкой  $t_3 = 0,5-1$  с. Трансформатор тока в перемычке между нейтралями параллельных ветвей должен быть динамически стоек при максимальных токах в перемычке. Его коэффициент трансформации выбирается равным  $K_1 = 0,25I_{г.ном.}/5$ .

**7.3.4. Защита генераторов от токов внешних КЗ и от перегрузки.** Схема комбинированной защиты от токов внешних КЗ и от перегрузки приведена на рис. 7.7.

При симметричных КЗ увеличивается ток генератора и уменьшается его напряжение, в то время как при перегрузках увеличивается только ток при практически неизменном напряжении. Это обстоятельство используется при выполнении защит от симметричных КЗ и от перегрузки.

Защита от сверхтоков симметричных КЗ осуществляется с помощью реле  $KA2$ ,  $KV$ ,  $KL1$ ,  $KT2$ ,  $KH$  и  $KL2$ . При возникновении КЗ одновременно срабатывают реле тока  $KA2$  и минимальное реле напряжения  $KV$ ; при этом через контакты промежуточного реле  $KL1$  образуются цепь на реле времени  $KT2$ , обеспечивающая селективность действия защиты. Защита действует на отключение выключателя  $Q$  генератора и на отключение АПП.

Напряжение срабатывания защиты равно:

$$U_{с.з} = \frac{U_{\text{раб.мин}}}{K_{\text{отс}} K_{\text{в}}} \approx (0,5 - 0,6) U_{\text{г.ном}}, \quad (7.24)$$

а ток срабатывания реле  $KA2$  находят по выражению

$$I_{\text{ср}} = \frac{K_{\text{отс}} K_{\text{сх}} I_{\text{г.ном}}}{K_{\text{в}} K_{\text{I}}}. \quad (7.25)$$

Выдержка времени реле  $KT2$  принимается равной:

$$t_2 = t_{\text{прис.макс}} + \Delta t,$$

где  $t_{\text{прис.макс}}$  – наибольшая выдержка времени защит на присоединениях к шинам генератора.

Защита может неправильно сработать при обрыве цепей напряжения реле  $KV$  во время перегрузки генератора. Во избежание этого защита имеет сигнализацию о нарушении цепей напряжения реле  $KV$ . Она осуществляется с помощью второго контакта реле  $KL1$ .

Симметричная перегрузка генератора контролируется реле  $KA1$ . Сигнал о перегрузке дается с выдержкой времени  $t_1$ , создаваемой реле  $KT1$ :

$$t_1 = t_{\text{мтз}} + \Delta t = t_2 + \Delta t,$$

где  $t_{\text{мтз}}$  – выдержка времени максимальной токовой защиты от сверхтоков внешних КЗ.

Ток срабатывания реле  $KA1$  определяется по выражению (7.25), где для повышения чувствительности защиты берется  $K_{отс} = 1,05$ .

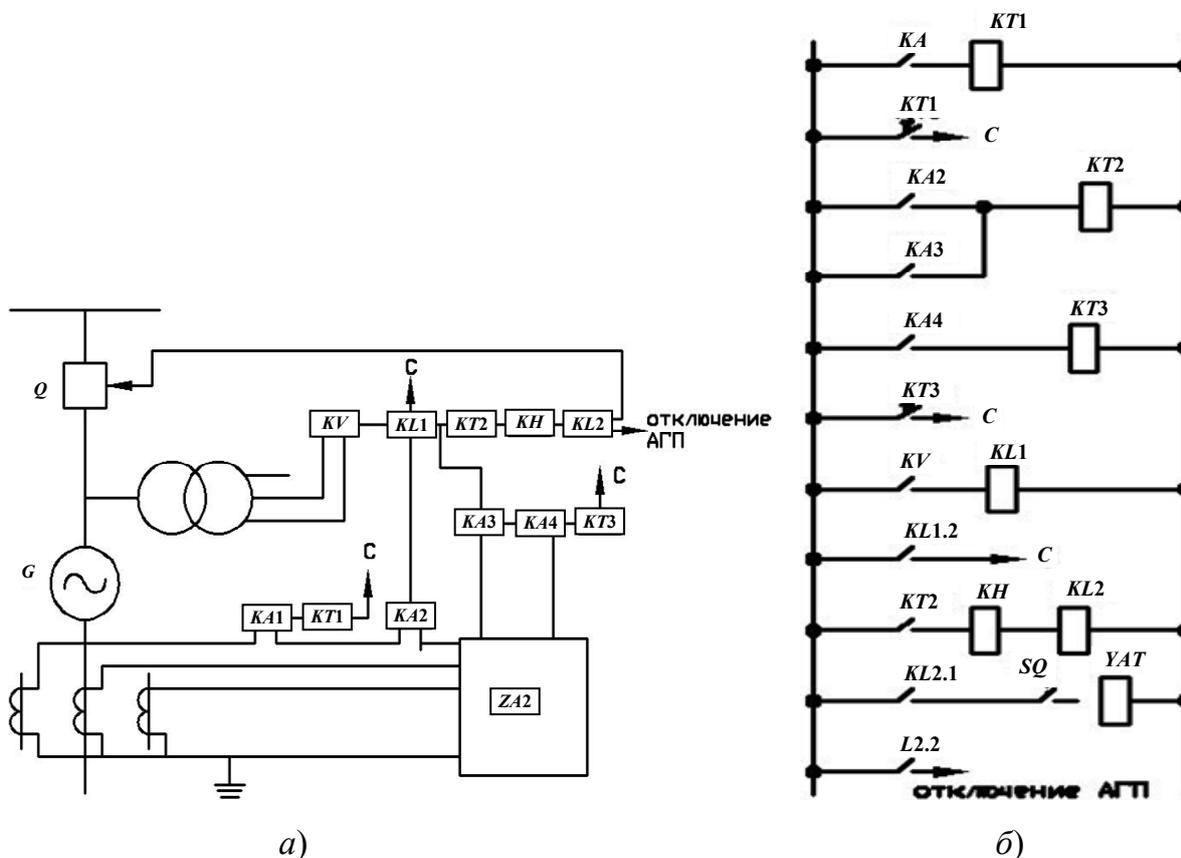


Рис. 7.7. Схема защиты генератора от токов внешних КЗ и от перегрузки: а – принципиальная схема; б – развернутая схема

**7.3.5. Защита от токов несимметричных КЗ** осуществляется фильтровой защитой обратной последовательности. Фильтровая защита обычно состоит из двух комплектов реле, первый из которых (реле  $KA3$ ,  $KT2$ ,  $KH$  и  $KL2$ ) действует на отключение генератора и АГП, а второй (реле  $KA$  к  $KT3$ ) – на сигнал с выдержкой времени.

Пусковые органы обоих комплектов (реле  $KA3$  и  $KA4$ ) включены на фильтр токов обратной последовательности  $ZA2$  и, следовательно, не реагируют на симметричные КЗ и перегрузки. Первый комплект обеспечивает отключение генератора при внешних несимметричных КЗ, второй (чувствительный комплект) сигнализирует о перегрузке генератора токами обратной последовательности.

Ток срабатывания реле  $KA3$  выбирают с учетом времени  $t_{доп}$ , допустимого для генератора по условию нагрева током обратной последовательности, и согласуют по чувствительности с защитами смежных

элементов (трансформатора связи, отходящих линий); соответственно, ток срабатывания защиты должен удовлетворять двум условиям:

$$I_{с.з} \leq \sqrt{\frac{A}{t_{доп}}} I_{г.ном}, \quad I_{с.з} \geq K_{отс} I_{2расч}, \quad (7.26)$$

где  $I_{2расч}$  – расчетный ток обратной последовательности генератора в условиях КЗ, когда защиты смежных элементов находятся на границе срабатывания;  $K_{отс}$  принимается равным 1.1.

При этом необходимо, чтобы обеспечивался коэффициент чувствительности:

$$K_{ч} = I_{2мин} / I_{с.з} = 1,2.$$

Выдержка времени реле КТ2 должна удовлетворять двум условиям:

– должна быть больше выдержек времени защит смежных элементов, т. е.

$$t_2 = t_{прис.макс} + \Delta t,$$

где  $t_{прис.макс}$  – максимальная выдержка времени защит;

– должна быть меньше допустимого для генератора по условиям нагрева времени воздействия токов обратной, последовательности при двухфазном КЗ на выводах генератора, т. е.  $t_2 \leq t_{доп}$ .

Ток срабатывания второго комплекта должен удовлетворять условиям:

$$I_{с.з} \geq I_{н.б} \text{ и } I_{с.з} \leq I_{2доп}, \quad (7.27)$$

где  $I_{н.б}$  – ток небаланса фильтра тока обратной последовательности.

Практически принимают:

$$I_{с.з} = (0,1 / 0,12) I_{г.ном}.$$

Выдержку времени реле КТ3 принимают:

$$t_3 = t_2 + \Delta t.$$

Ток срабатывания защиты отстраивают от тока, возникающего при замыкании на землю в одной точке внешней сети и одновременном замыкании между другими фазами в другой точке внешней сети, т. е.

$$I_{с.з} = \frac{1}{K_B} (K'_{отс} I_{с.г} + K''_{отс} I_{н.б.расч}), \quad (7.28)$$

где  $K'_{отс} = 2-3$  при наличии у защиты выдержки времени  $t = 0,5-1$  с;  $K''_{отс} = 1,3/1,5$ ;  $I_{н.б.расч}$  – ток небаланса трансформатора нулевой последовательности (отнесенный к первичной цепи) при расчетном токе нагрузки генератора, имеющем место в момент отключения двухфазного КЗ, когда с защиты снимается блокировка на реле  $KL1$ .

За расчетный ток генератора может быть принят ток возврата защиты от сверхтоков. Наличие на реле  $KT$  выдержки времени  $t = 0,5-1$  с позволяет не отстраивать защиту от бросков емкостного тока генератора в переходном процессе, возникающем при замыкании на землю во внешней сети. Чувствительность защиты при этом повышается.

Менее чувствительный комплект отстраивают от бросков емкостного тока в переходном процессе при внешнем КЗ с учетом наибольшего расчетного тока небаланса трансформатора нулевой последовательности. За расчетный вид повреждения принимают одновременное однофазное замыкание на землю в одной точке внешней сети и двухфазное КЗ – в другой точке внешней сети. При этом

$$I_{с.з} = K'_{отс} I_{с.г} + K''_{отс} I_{н.б.макс}, \quad (7.29)$$

где  $I_{н.б.макс}$  – максимальный ток небаланса при внешних КЗ.

Следует отметить, что защита генератора от замыканий на землю имеет мертвую зону вблизи нейтрали генератора. Это объясняется тем, что ток замыкания пропорционален доле замкнувшихся витков.

## 7.4. Общие положения синхронизации генераторов

**7.4.1. Способы синхронизации.** Под синхронизацией понимают процесс включения синхронной машины на параллельную работу с другой синхронной машиной или с энергосистемой. Процесс включения может быть полностью автоматизирован. Все операции при этом выполняются без вмешательства персонала. Автоматическая синхронизация применяется, прежде всего, на гидроэлектростанциях.

Если при синхронизации часть операций по включению генератора выполняется человеком, то такая синхронизация называется полуавтоматической. В ряде случаев допускается осуществлять синхронизацию вручную без использования устройств автоматики.

Существует два способа включения синхронных генераторов на параллельную работу: самосинхронизация и точная синхронизация.

При этом, несмотря на различие условий, в которых находится генератор, способы самосинхронизации и точной синхронизации должны обеспечить включение генератора при допустимых значениях уравнительного тока и мощности, а также вхождение включенного генератора в синхронизм.

**Самосинхронизация.** Сущность ее заключается в том, что во время включения генератора при скорости, близкой к синхронной, автомат гашения поля (АГП) остается отключенным и обмотка ротора генератора оказывается замкнутой на разрядный резистор и отсоединенной от возбuditеля. Таким образом, генератор включается в сеть невозбужденным. После включения выключателя генератора подается сигнал на включение АГП, который подключает обмотку ротора к возбuditелю. Генератор возбуждается и втягивается в синхронизм. Для энергосистемы такое включение эквивалентно трехфазному короткому замыканию за сопротивлением генератора, поэтому действующее значение периодической составляющей переходного уравнительного тока:

$$I'_{ур} = U_c / (X'_d + X_c),$$

где  $X_c$  и  $U_c$  – приведенные к генераторному напряжению сопротивление и напряжение системы.

Наиболее тяжелым случаем является включение генератора на шины неограниченной мощности ( $X_c = 0$ ). При этом ток  $I'_{ур}$  может достигать значений тока трехфазного КЗ возбужденного генератора при повреждении на его выводах ( $I_{ПО}^{(3)} = -E_{q'} / X_{d'}$ ). Во всех других случаях  $I'_{ур} < I_{ПО}^{(3)}$ , поэтому при самосинхронизации генератор находится в более легких условиях, чем при коротких замыканиях. При самосинхронизации понижается напряжение в системе. Минимальное напряжение получается на выводах генератора  $U_r = U_c X''_d / (X''_d + X_c)$ . Однако работа потребителей при этом, как правило, не нарушается (напряжение восстанавливается через 2–3 с).

Самосинхронизацию рекомендуется применять как основной способ включения в тех случаях, когда уравнительный ток  $I'_{ур} < 3,5 I_{Г.ном}$ . При этом на гидрогенераторах предусматривается автоматическая, а на турбогенераторах – полуавтоматическая самосинхронизация. Нужно отметить, что в ряде случаев при допустимой кратности уравнительного тока применяют способ автоматической или полуавтоматической точной синхронизации. Это относится, например, к генераторам с непосредственным охлаждением обмоток. В аварийных ситуациях самосинхронизацию допускается применять

независимо от кратности уравнивающего тока и способа охлаждения генератора. В схеме самосинхронизации применяют реле разности частот. На рис. 7.8 приведена упрощенная схема полуавтоматической самосинхронизации с реле разности частот  $KF$ .

Процесс самосинхронизации начинается с включения ключа синхронизации  $SA$ . При этом контактами  $SA1$ – $SA3$  на схему подается оперативный ток и обмотка напряжения  $KF1$  реле  $KF$  контактом  $SA4$  подключается к трансформатору напряжения  $TV1$  шин электростанции (рис. 7.8, а). Обмотка  $KF2$  (рис. 7.8, б) контактом  $SA5$  подключается к трансформатору напряжения  $TV2$  генератора спустя время  $t_{с.р} = 1$ – $2$  с (реле времени  $KT$ ), если выключатель и АГП генератора находятся в отключенном состоянии (вспомогательные контакты  $Q2$  и  $ASV$  замкнуты), и на выводах генератора отсутствует напряжение (контакт  $KV$  минимального реле напряжения  $KV$  замкнут). К обмотке реле напряжения  $KV$  подводится небольшое остаточное напряжение генератора, составляющее около  $U_{г.ост} = 0,2$  В, так как генератор включается в сеть невозбужденным.

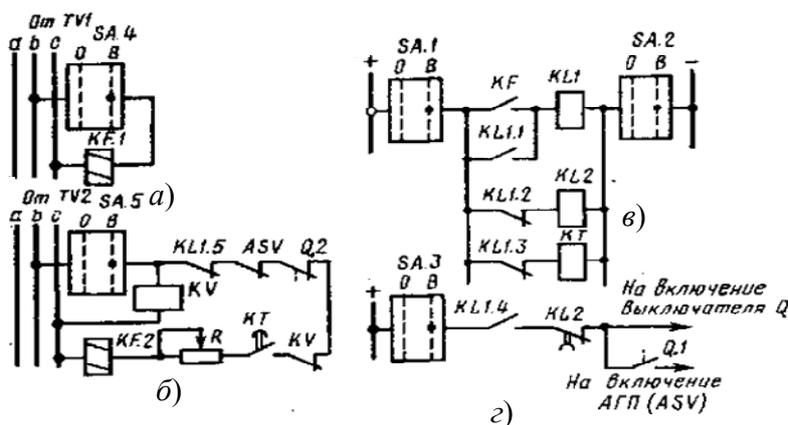


Рис. 7.8. Упрощенная схема устройства полуавтоматической самосинхронизации

Магнитные потоки, создаваемые токами в обмотках реле, периодически смещаются по фазе со скоростью, пропорциональной разности частот синхронизируемых напряжений. При этом подвижная система реле совершает колебательные движения. Чем меньше разность частот, тем больше амплитуда колебаний. При допустимой по условиям самосинхронизации разности частот реле кратковременно замыкает контакты  $KF$  в цепи обмотки промежуточного реле  $KL1$  (рис. 7.8, в). Оно срабатывает и контактом  $KL1.1$  самоудерживается, а контактом  $KL1.4$  подает воздействие на включение выключателя

(рис. 7.8, з). После этого в связи с замыканием вспомогательного контакта выключателя  $Q1$  включается АГП. Реле  $KL2$ , управляемое замыкающим контактом  $KL1.2$  реле  $KL1$ , обеспечивает однократность действия. Реле имеет некоторое замедление при возврате, что необходимо для надежного включения выключателя и АГП.

После завершения процесса самосинхронизации обмотка  $KF2$  реле разности частот отключается от трансформатора напряжения  $TV2$  размыкающими контактами  $KV$ ,  $KL1.5$  и вспомогательными контактами  $ASV$  и  $Q2$  (рис. 7.8, б). Это необходимо для того, чтобы исключить повреждение обмотки, не рассчитанной на номинальное вторичное напряжение трансформатора  $TV2$ . Для возврата реле  $KL1$  и других реле ключ  $SA$  переводится в отключенное положение.

**Точная синхронизация.** При точной синхронизации генератор включается в сеть возбужденным, поэтому уравнительный ток в момент включения определяется при прочих равных условиях значением напряжения биения  $U_s$ , которое, как указывалось, равно геометрической разности ЭДС (напряжения) синхронизируемого генератора  $U_r$  и системы  $U_c$ .

На рис. 7.9, а приведена векторная диаграмма для случая  $U_r = U_c = U$ , из которой следует, что  $U_s = 2U \sin \delta/2$ . При этом уравнительный ток  $I_{yp} = [2J/(X_r + X_c)] \sin \delta/2$ . Максимальное значение он приобретает в момент включения генератора ( $U_r = E_q''$  и  $X_r = X_d''$ ) на шины системы неограниченной мощности ( $X_c = 0$ ) при угле  $\delta$ . В этом случае уравнительный ток  $I_{yp}''$  не превышает в два раза сверхпереходный ток трехфазного КЗ генератора  $I_{по}^{(3)}$ .

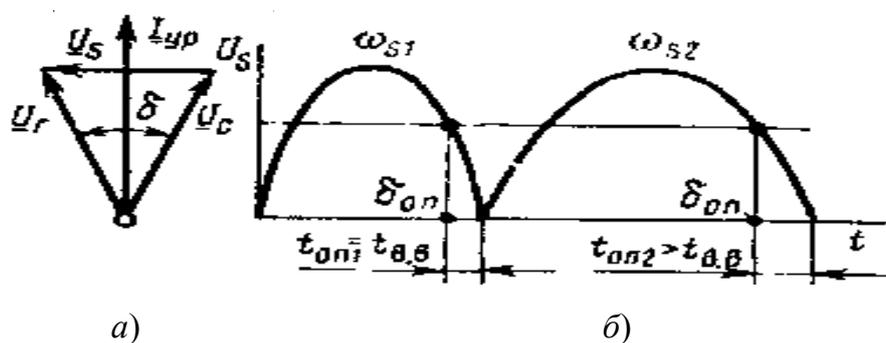


Рис. 7.9. Векторная диаграмма (а) и изменение напряжения биения (б) при точной синхронизации

Очевидно, что устройство точной синхронизации должно обеспечивать включение при уравнительном токе  $I_{yp} = 0$ . Для выполнения

этого условия необходимо обеспечить: равенство напряжений включаемого генератора  $U_G$  и системы  $U_C$ ; совпадение по фазе указанных напряжений ( $\delta = 0$ ); равенство угловых скоростей включаемого генератора  $\omega_G$  и системы  $\omega_C$ . Если бы выключатель включался мгновенно ( $\delta = 0$ ), то в процессе точной синхронизации достаточно (для обеспечения  $I_{yp} = 0$ ) было бы выполнить два первых требования и сигнал на включение выключателя подать при  $I_{yp} = 0$ . В действительности выключатель необходимо включать с некоторым опережением. Сигнал на включение можно подавать либо с постоянным углом опережения  $\delta_{оп}$ , либо с постоянным временем опережения  $t_{оп}$ , равным времени включения выключателя  $t_{в.в.}$ . В соответствии с этим различают синхронизаторы с постоянным углом опережения и синхронизаторы с постоянным временем опережения.

На рис. 7.9, б показан характер изменения  $U_s = f(t)$  для двух значений угловой скорости скольжения, где каждому значению  $U_s$  соответствует определенное время, в частности,  $t_{оп1}$  и  $t_{оп2}$ . В общем случае  $U_s$  отличается от  $I_{в.в.}$ , поэтому действие синхронизатора с постоянным углом опережения может сопровождаться значительным уравнивающим током из-за включения выключателя не в момент оптимума ( $U_s = 0$ ), что является принципиальным недостатком синхронизатора с постоянным углом опережения. В настоящее время такие синхронизаторы уже не применяются.

Синхронизатор с постоянным временем опережения не имеет указанного недостатка. Если принять  $t_{оп} = t_{в.в.}$ , то выключатель должен при любых значениях  $\omega_s$  включиться в момент оптимума. Однако в действительности происходят отклонения из-за разброса времени  $t_{в.в.}$  и погрешности синхронизатора. При неравенстве абсолютных значений синхронизируемых напряжений форма огибающей напряжения биения искажается. Во всех случаях предполагается, что значение угловой скорости скольжения  $\omega$  в течение времени опережения  $t_{оп}$  остается постоянным. В действительности имеет место некоторое угловое ускорение. В синхронизаторах, использующих напряжение биения в качестве воздействующей величины, эти обстоятельства не учитываются, что также вызывает погрешности в их работе. Таким образом, недостатки этих синхронизаторов обусловлены тем, что измерение угла  $\delta$  между векторами синхронизируемых напряжений и угловой скорости скольжения производится косвенным способом, через напряжение биения. В связи с этим в современных синхронизаторах с постоянным временем опережения напряжение биения не используется.

**7.4.2. Системы возбуждения синхронных генераторов.** Основным назначением устройств автоматического регулирования возбуждения (УАРВ) синхронных генераторов является повышение динамической устойчивости систем электроснабжения путем быстрого и значительного увеличения возбуждения генераторов в аварийных режимах. При этом также облегчается самозапуск электродвигателей и обеспечивается более четкая работа релейной защиты за счет уменьшения затухания тока КЗ.

В нормальном режиме работы УАРВ поддерживает заданное напряжение на шинах электростанции или в иной точке энергосистемы и обеспечивает наивыгоднейшее распределение реактивной мощности между параллельно работающими генераторами и электростанциями. Сущность АРВ состоит в том, что автоматический регулятор воспринимает изменения напряжения или других электрических величин (например, тока) и преобразует их в изменения тока возбуждения генератора. Устройства АРВ, реагирующие на знак и значение отклонения входных параметров, называются автоматическими регуляторами пропорционального действия, в отличие от регуляторов сильного действия, реагирующих не только на знак и значение, но и на скорость изменения электрических величин. Обычно используются отклонение напряжения генератора  $\Delta U_r$  и скорость изменения напряжения  $dU/dt$ , отклонение частоты  $\Delta f$  и скорость изменения частоты  $d\omega/dt$ , а также скорость изменения тока возбуждения генератора  $dI_d/dt$ . В связи с этим регулятор сильного действия оказывается довольно сложным устройством.

Схема регулятора определяется системой возбуждения, основными элементами которой являются обмотка возбуждения и источник постоянного напряжения для ее питания – возбудитель. Обмотка возбуждения расположена на подвижной части синхронной машины (роторе) и вращается вместе с ним, поэтому подключение обмотки к возбудителю и выполнение самого возбудителя связаны с рядом трудностей. Трудности эти возрастают по мере увеличения мощности синхронной машины. В связи с этим существуют различные системы возбуждения, которые классифицируются по виду применяемого возбудителя. Основными из них являются электромашинная и тиристорная системы возбуждения. В электромашинную систему входят:

- система возбуждения с генератором постоянного тока;
- система возбуждения с генератором переменного тока повышенной частоты с неуправляемым полупроводниковым выпрямителем – диодно-электромашинная система или система высокочастотного возбуждения;

– бесщеточная система возбуждения с генератором переменного тока повышенной частоты.

Электромашинные возбудители обычно располагают непосредственно на валу синхронного генератора. Иногда под электромашинной системой понимают только систему возбуждения с генератором постоянного тока. Краткие сведения о системах возбуждения даются ниже.

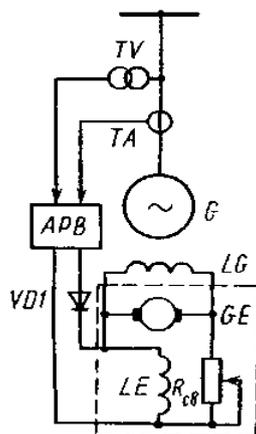


Рис. 7.10. Электромашинная система возбуждения с генератором постоянного тока

Электромашинная система возбуждения с генератором постоянного тока приведена на рис. 7.10. В качестве возбудителя используется генератор постоянного тока  $GE$  с обмоткой возбуждения  $LE$ , включенной через реостат  $R_{св}$ , включенный параллельно обмотке якоря по схеме самовозбуждения. При изменении тока в обмотке  $LE$  изменяется напряжение возбудителя, а следовательно, изменяется и ток в обмотке возбуждения  $LG$  синхронного генератора  $G$ , которая подключается к возбудителю с помощью колец и щеток. Ток в обмотке  $LE$  можно изменять путем изменения сопротивления реостата  $R_{св}$  и за счет дополнительного тока, посылаемого устройством  $APB$ . Возбудитель обычно наряду с основной обмоткой возбуждения  $LE$  имеет дополнительные обмотки. В таком случае выход  $U_{APB}$  подключается к этим обмоткам. Системы возбуждения с генераторами постоянного тока применяются на синхронных генераторах мощностью до 100 МВт. Эти ограничения связаны с трудностями изготовления электромашинного возбудителя постоянного тока требуемой мощности, которая составляет 0,4–0,6 % и более от мощности турбогенератора. Для быстроходных машин (турбогенераторов) эти трудности обусловлены невозможностью выполнить возбудитель с надежно работающим коллектором.

Диодно-электромашинная система возбуждения приведена на рис. 7.11. Она является типовой для турбогенераторов мощностью 200 и 300 МВт. Возбудителем  $GE$  в этой системе является индукторный генератор переменного тока повышенной частоты. Силовая обмотка и обмотки возбуждения  $LE1-LE3$  машины расположены на статоре, а ротор выполнен в виде десятизубцового колеса (сердечника). При наличии тока в обмотках возбуждения и вращении ротора создается пульсирующее магнитное поле, индуцирующее в силовой обмотке возбудителя ЭДС частотой 500 Гц. Обмотка подключена к силовым выпрямителям  $VS1$  и  $VS2$ . Выпрямленное напряжение возбудителя через кольца и щетки ротора синхронного генератора подводится к его обмотке возбуждения  $LG$ , последовательно с которой соединена основная обмотка возбуждения  $LE1$  возбудителя. Две другие его обмотки возбуждения получают питание от УАРВ, причем обмотка  $LE2$  включена встречно, а обмотка  $LE3$  – согласно с основной обмоткой  $LE1$ . В систему возбуждения входит подвозбудитель  $GEA$  в виде трехфазного генератора переменного тока с частотой 400 Гц. Магнитное поле возбуждения у подвозбудителя создают постоянные магниты, расположенные на роторе. Подвозбудитель служит источником питания УАРВ и создает начальное возбуждение возбудителя при пуске турбогенератора. Возбудитель и подвозбудитель связаны с валом генератора. Достоинством рассмотренной системы возбуждения является надежность схемы в связи с отсутствием коллектора у возбудителя.

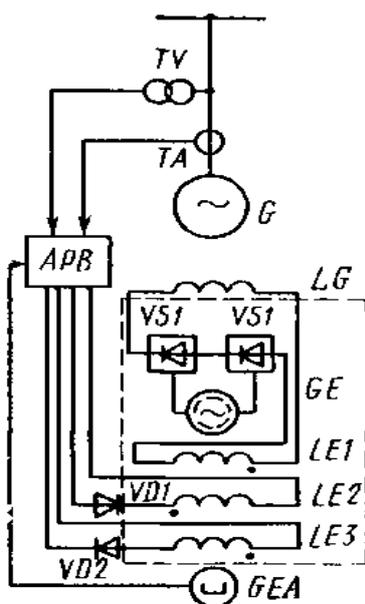


Рис. 7.11. Диодно-машинная система возбуждения постоянного тока с генератором постоянного тока

Бесщеточная система возбуждения приведена на рис. 7.12. Здесь, как и в диодно-электромашинной системе, возбудителем  $GE$  является генератор переменного тока повышенной частоты со своеобразным расположением обмоток: обмотка возбуждения  $LE$  расположена на статоре, а трехфазная обмотка переменного тока – на роторе. Такой генератор называют обращенным. Ротор возбудителя, как и в рассмотренных выше системах, связан с валом ротора синхронного генератора. На этом же валу установлены диодные выпрямители  $VS1$ . Такое конструктивное решение позволяет жестко соединить между собой обмотку ротора возбудителя, выпрямители  $VS1$  и обмотку возбуждения  $LG$  генератора. При этом необходимость в контактных кольцах и щетках отпадает, что существенно повышает надежность всей системы возбуждения. Обмотка возбуждения  $LE$  возбудителя  $GE$  получает питание от подвозбудителя  $GEA$ . Он выполнен аналогично возбудителю в диодно-электромашинной системе возбуждения. Его основная обмотка возбуждения  $LA1$  включается последовательно с обмоткой возбуждения возбудителя  $LE$ , а дополнительная  $LA2$  получает питание от устройства  $APB2$ . Возбуждение генератора  $G$  регулируется устройством  $APB1$  путем воздействия на управляемые тиристоры  $VTQ$ . При этом изменяется ток в обмотке возбуждения  $LE$  возбудителя  $GE$ , его ЭДС и обусловленный ею ток в обмотке ротора  $LG$  генератора  $G$ .

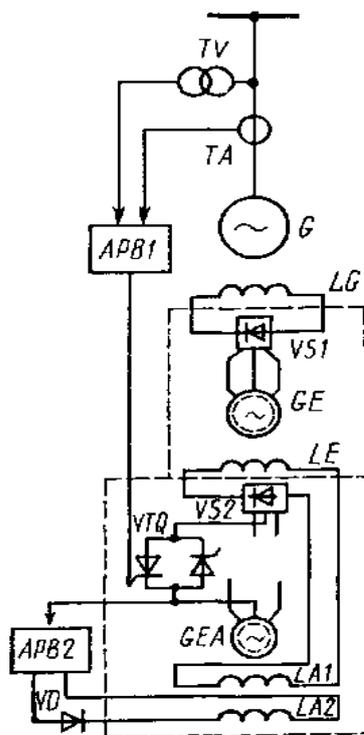


Рис. 7.12. Бесщеточная система возбуждения

Первые бесщеточные возбудители с диодными выпрямителями были созданы для турбогенераторов типов ТВВ и ТГВ мощностью 300 МВт и для турбогенераторов мощностью 500 МВт атомных электростанций.

В этих системах индукторные подвозбудители заменены высоковольтными трансформаторами, использован полупроводниковый регулятор возбуждения сильного действия АРВ–СДП1. Продолжается также совершенствование бесщеточных систем возбуждения с тиристорами вместо диодов. В этом случае одной из технических проблем является передача на тиристоры, вращающиеся вместе с ротором возбудителя, управляющих воздействий от УАРВ.

Тиристорная система возбуждения (рис. 7.13) для турбогенераторов выполняется по схеме самовозбуждения. Источником питания системы возбуждения служит специальный трансформатор Т, подключаемый к выводам генератора G. Иногда напряжение источника питания дополняют напряжением, пропорциональным току генератора. Для этой цели используют трансреактор ТАУ.

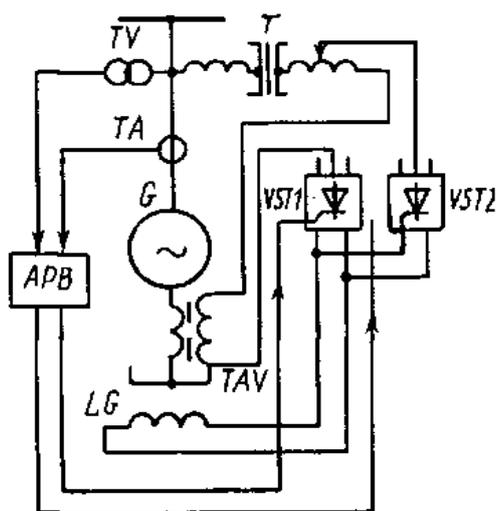


Рис. 7.13. Тиристорная система возбуждения

В систему возбуждения входят два управляемых тиристорных выпрямителя. Один из них VST1 предназначен для форсировки возбуждения в аварийных режимах. К нему подводится полное напряжение источника питания, дополненное напряжением трансреактора. В нормальном режиме этот выпрямитель практически не действует. Для этих целей служит выпрямитель VST2. Он подключается к ответвлениям обмоток трансформатора с напряжением, не превышающим половины напряжения на их выводах. При этом обеспечивается

изменение тока возбуждения генератора в нормальных режимах работы от значения холостого хода до номинального значения. Выходы выпрямителей соединены параллельно и подключены к обмотке возбуждения  $LG$  генератора. Работой выпрямителей управляет устройство АРВ. Одно из достоинств тиристорной системы возбуждения является ее быстроедействие, поэтому на генераторах с такой системой возбуждения устанавливаются устройства АРВ сильного действия, основным назначением которых является повышение устойчивости параллельной работы синхронных генераторов, связанных с энергосистемой протяженными, сильно загруженными линиями электропередачи. В системы электроснабжения входят электростанции местного значения с генераторами сравнительно небольшой мощности (не более 100 МВт), имеющими, как правило, электромашинный возбудитель постоянного тока. На таких генераторах обычно устанавливаются УАРВ пропорционального действия.

**7.4.3. Устройства АРВ пропорционального действия.** В зависимости от характера входных сигналов и выходных воздействий устройства АРВ пропорционального действия можно разделить на несколько видов. На генераторах с электромашинным возбудителем постоянного тока применяются устройства:

- компаундирования полным током (входной сигнал – изменение амплитуды тока  $I_r$  генератора);
- компаундирования полным током с коррекцией напряжения (входные сигналы – изменения амплитуд тока и напряжения  $U_r$  генератора);
- фазового компаундирования с коррекцией напряжения (входные сигналы – изменения амплитуды и фазы тока, а также амплитуды напряжения);
- релейной форсировки (входной сигнал – изменение амплитуды напряжения генератора).

Первые три устройства имеют непрерывное выходное воздействие в виде среднего значения выпрямленного тока, изменяющегося непрерывно в функции входных сигналов и воздействующего на возбудитель синхронного генератора. Устройство релейной форсировки дискретно воздействует на возбудитель, закорачивая контактами реостат в цепи возбуждения возбудителя.

Устройство компаундирования без корректора напряжения благодаря простоте, высокой надежности и достаточному быстродействию применяется в трехфазном исполнении для генераторов небольшой мощности.

### ***Компаундирование полным током с коррекцией напряжения.***

При наличии корректора напряжения общий магнитный поток возбуждения возбуждателя изменяется не только током  $I_{\text{рег}}$  от устройства компаундирования, но и током  $I_{\text{рег}}$  от корректора, зависящим от напряжения генератора.

***Фазовое компаундирование с коррекцией напряжения.*** При неизменном токе  $I_{\text{Г}}$  снижение напряжения происходит за счет увеличения реактивной составляющей тока  $I_{\text{Г}} \sin\varphi$ , поэтому для более точного регулирования  $U_{\text{Г}}$  используется фазовое компаундирование с коррекцией напряжения, действующее в зависимости от абсолютных значений напряжения  $U_{\text{Г}}$ , тока  $I_{\text{Г}}$  и от угла  $\varphi$  сдвига фаз между ними.

Достоинство фазового компаундирования состоит не только в большей, чем при токовом компаундировании, точности регулирования напряжения, но и в меньшей мощности, которую требуется получать от корректора (так как он не работает непосредственно на обмотку возбуждения). Маломощный корректор не только создает меньшую нагрузку на трансформатор напряжения, но и обладает малым запаздыванием, поэтому скорость восстановления напряжения возрастает.

***Релейная форсировка.*** При значительных снижениях напряжения, обусловленных короткими замыканиями, рассмотренные устройства АРВ не всегда работают удовлетворительно. В устройствах компаундирования ток  $I_{\text{рег}}$  пропорционален току КЗ, поэтому при удаленных коротких замыканиях он оказывается недостаточным, а работа электромагнитных корректоров при малых напряжениях нарушается полностью, так как выходной ток у измерительного органа снижается вплоть до нуля. Кроме того, время реакции на изменения напряжения у рассмотренных устройств не всегда приемлемо. Поэтому в дополнение к этим устройствам, на генераторах устанавливают устройства релейной форсировки возбуждения, скачкообразно (релейно) увеличивающие (форсирующие) возбуждение генератора.

**7.4.4. Устройство АРВ сильного действия.** Устройство АРВ современных генераторов является сложной автоматической системой управления. В процессе регулирования возбуждения оно выполняет ряд операций. В зависимости от режима работы генератора регулятор обеспечивает: регулирование возбуждения по заданной программе, релейную форсировку возбуждения, ограничение тока ротора в режиме потребления генератором реактивной мощности, автоматическую разгрузку генератора при перегрузке по току ротора и реак-

тивному току статора, распределение реактивной мощности между параллельно работающими генераторами, автоматическое изменение уставки при синхронизации, пусках и остановах генератора, а также в случае его разгрузки по реактивной мощности. Заданная программа автоматического регулирования возбуждения сильного действия обеспечивается наличием следующих каналов регулирования: по отклонению напряжения генератора  $U_r$ , по отклонению частоты, по отклонению тока возбуждения, по скорости изменения напряжения  $dU_r/dt$ , по скорости изменения частоты  $df/dt$ , по скорости изменения тока возбуждения  $dI_b/dt$ .

### Контрольные вопросы

1. Какие виды повреждений могут возникать в генераторах?
2. Какие виды ненормальных режимов могут возникать при эксплуатации генераторов?
3. Каким образом генераторы 0,4 кВ защищаются от повреждений?
4. Перечислите основные виды релейных защит генераторов 0,4 кВ.
5. Перечислите основные виды релейных защит высоковольтных генераторов.
6. Поясните принцип действия дифференциальной защиты высоковольтных генераторов.
7. Поясните принцип действия защиты от перегрузки токами обратной последовательности высоковольтных генераторов.
8. Каков принцип действия защиты от межвитковых замыканий высоковольтных генераторов?
9. Каков принцип действия защиты от перегрузки токами обратной последовательности высоковольтных генераторов?
10. Перечислите способы синхронизации генераторов.
11. Перечислите системы возбуждения генераторов.
12. Назначение устройств АРВ пропорционального действия.
13. Назначение устройств АРВ сильного действия.

# ГЛАВА 8. РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА ТРАНСФОРМАТОРОВ И АВТОТРАНСФОРМАТОРОВ

## 8.1. Общие сведения

В процессе эксплуатации в трансформаторах и автотрансформаторах могут возникать КЗ между фазами, замыкание одной или двух фаз на землю, замыкание между витками одной фазы и замыкания между обмотками разных напряжений. На вводах трансформаторов и автотрансформаторов, в ошиновке и в кабелях могут также возникать КЗ между фазами и на землю.

При эксплуатации трансформаторов и автотрансформаторов происходят нарушения нормальных режимов работы, к которым относятся: прохождение через трансформатор токов внешних КЗ, перегрузка, выделение из масла горючих газов, понижение уровня масла, повышение температуры активных частей. В зависимости от опасности релейная защита (РЗ), фиксирующая нарушение, действует на сигнал, разгрузку или отключение трансформатора.

Длительность протекания через трансформатор тока внешнего КЗ ограничена. Она определяется по нижеприведенным выражениям, но не должна превышать 5 с:

$$t_d \leq 900 / K^2, \text{ с}, \quad (8.1)$$

где  $K$  – отношение тока КЗ к номинальному току трансформатора.

Для трансформаторов малой мощности выражение (8.1) можно привести к более удобному виду:

$$t_d \leq 0,09U_k^2, \text{ с},$$

где  $U_k$  – напряжение короткого замыкания трансформатора.

Преобразование выполнено на основании требований: для трехфазных трансформаторов мощностью до 2000 кВ · А включительно с алюминиевой обмоткой и до 5000 кВ · А включительно с медной обмоткой кратность  $K$  в уравнении (8.1) определяется без учета сопротивления питающей сети. Пользуясь этим уравнением, можно определить допустимую длительность протекания тока КЗ для трансформаторов: при  $U_k = 4,5 \%$   $t_d = 1,82$  с; при  $U_k = 5,5 \%$   $t_d = 2,72$  с.

По количеству обмоток трехфазные трансформаторы могут быть двух- и трехобмоточными. Обмотки трехфазных трансформаторов соединяются в схему звезды ( $Y$ ) или треугольника ( $\Delta$ ). В схеме звезды кроме фазных выводов обычно выводится нейтраль. Вывод нейтрали либо заземляется наглухо (глухозаземленная нейтраль), либо заземляется через резистор (резистивное заземление нейтрали), или заземляется через дугогасящий реактор (компенсированная нейтраль). Иногда вывод нейтрали остается незаземленным (изолированная нейтраль).

Каждая пара обмоток трансформатора образует группу соединений, основные из них:  $Y/Y_n$ -12,  $Y/\Delta$ -11. Кроме схемы соединения обмоток, в названии группы указывается число, показывающее сдвиг напряжения (или тока) по фазе между вторичной и первичной обмотками.

Трансформаторы присоединяются к сети (рис. 8.1) с помощью выключателей, плавких предохранителей, отделителей, предназначенных для отключения трансформатора в бестоковую паузу.

Присоединение трансформаторов к сети через плавкие предохранители используется в упрощенных схемах подстанций напряжением ВН 6–35 кВ. Для защиты трансформаторов применяют предохранители типов ПКТ-10, ПКЭ-10, ПКИ-10, ПСН-35.

При ВН 35–110 кВ распространенным способом подключения трансформатора мощностью более 1,0 МВ · А отпаечной и тупиковой подстанции к линии является подключение через отделитель (ОД) с установкой короткозамыкателя (КЗ) (рис. 8.1, б, в). Короткозамыкатель устанавливается в двух фазах при напряжении 35 кВ и в одной фазе – при напряжении 110 кВ. В данном случае при повреждении в трансформаторе его релейная защита дает команду на включение короткозамыкателя, создается искусственное двухфазное или однофазное КЗ, после чего срабатывает РЗ питающей линии на ГПП и отключается выключатель этой линии. Наступает бестоковая пауза, во время которой автоматика выдает команду на отключение ОД, а линия включается вновь от устройства АПВ, установленного на ГПП  $G$ .

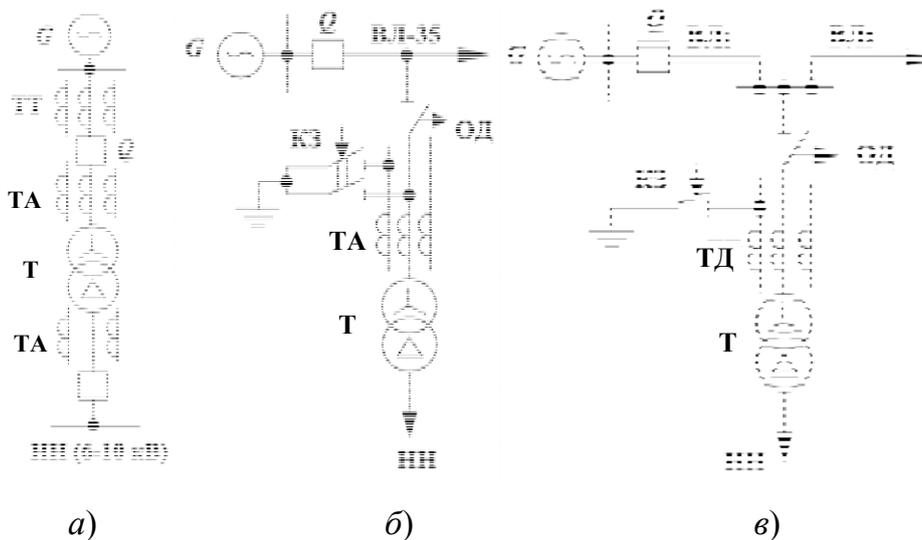


Рис. 8.1. Схемы присоединения понижающего трансформатора к питающей сети с помощью: *а* – выключателя; *б, в* – отделителя с короткозамыкателем

Наиболее предпочтительным является присоединение трансформатора через выключатель (рис. 8.1, *а*). Большинство строящихся или реконструируемых в настоящее время подстанций комплектуются выключателями на стороне ВН. При подключении трансформатора по схеме, приведенной на рис. 8.1, *а*, можно полностью реализовать требования к защитах трансформатора.

## 8.2. Требования к выполнению защит трансформаторов

Согласно [1], для трансформатора требуются следующие защиты:

1. Защита от внутренних повреждений для трансформаторов мощностью менее  $4 \text{ МВ} \cdot \text{А}$  – МТЗ и ТО, для трансформаторов большей мощности – дифференциальная защита.

2. Защита от повреждения внутри бака трансформатора или РПН – газовая защита трансформатора и устройства РПН с действием на сигнал и отключение.

3. Защита от внешних КЗ – МТЗ с блокировкой по напряжению или без нее. Она же используется как резервная защита трансформаторов от внутренних повреждений.

4. Защита от однофазных КЗ на сторонах трансформатора с глухозаземленной нейтралью.

5. Защита от перегрузки с действием на сигнал. В ряде случаев на подстанциях без обслуживающего персонала защита от перегрузки выполняется с действием на разгрузку или на отключение.

## 8.3. Дифференциальная защита

**8.3.1. Область применения и принцип действия.** Дифференциальная защита трансформатора (ДЗТ) выполняется на принципе сравнения токов на стороне ВН и сторонах СН и НН трансформатора и применяется в качестве основной быстродействующей защиты трансформаторов и автотрансформаторов. Защита обладает абсолютной селективностью, реагирует на повреждения в обмотках, на выводах и в соединениях с выключателями и действует на отключение трансформатора со всех сторон без выдержки времени. Зона действия ДЗТ ограничивается местом установки трансформаторов тока и включает в себя ошиновку СН, НН.

ДЗТ устанавливается в следующих случаях [1]:

- на одиночно работающих трансформаторах (автотрансформаторах) мощностью 6300 кВ · А и выше;
- на параллельно работающих трансформаторах (автотрансформаторах) мощностью 4000 кВ · А и выше;
- на трансформаторах мощностью 1000 кВ · А и выше, если токовая отсечка не обеспечивает необходимой чувствительности при КЗ на выводах высшего напряжения ( $K_q < 2$ ), а максимальная токовая защита на выключателе ВН трансформатора имеет выдержку времени более 0,5 с.

Рассмотрим принцип действия дифференциальной защиты (рис. 8.2).

Если ТТ имеют точно совпадающие характеристики, то при прохождении через ТТ тока нагрузки или внешнего КЗ ток в реле отсутствует и ДЗТ на такие режимы не реагирует, т. е.  $I_1 = I_2$ . С учетом этого  $I_p = I_1 - I_2 = 0$ .

Практически вследствие несовпадения характеристик ТТ вторичные токи неравны ( $I_1 \neq I_2$ ), поэтому в реле проходит ток небаланса, т. е.

$$I_p = I_1 - I_2 = I_{\text{нб.рас}}$$

Для того чтобы дифференциальная защита не подействовала от тока небаланса  $I_{\text{нб.рас}}$ , ее ток срабатывания должен быть больше этого тока на коэффициент надежности  $K_n$ , т. е.

$$I_{\text{с.з}} = K_n I_{\text{нб.рас}} \quad (8.2)$$

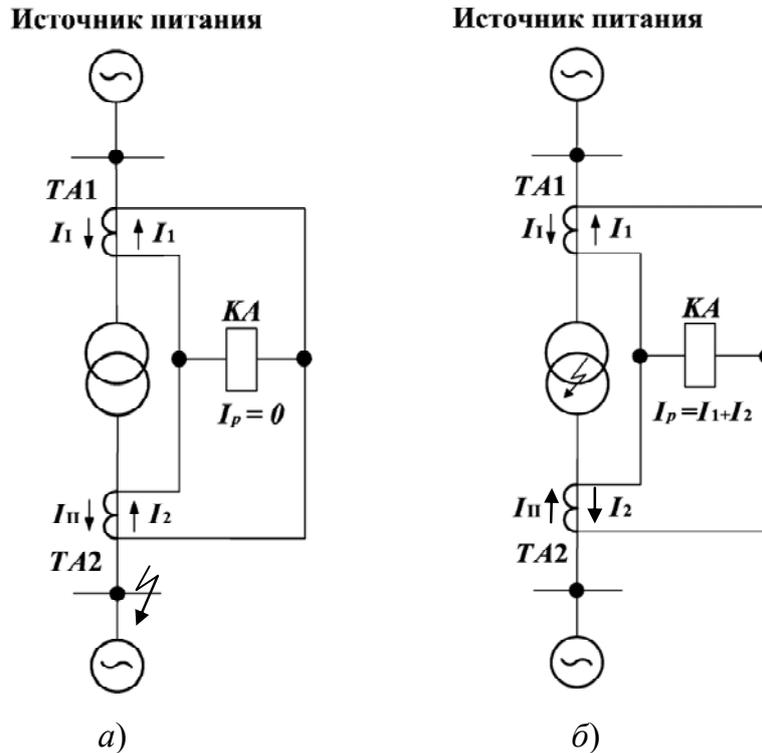


Рис. 8.2. Принцип действия дифференциальной защиты трансформатора: *а* – распределение токов при КЗ вне зоны действия дифференциальной защиты); *б* – то же при КЗ в трансформаторе (в зоне действия дифференциальной защиты)

При КЗ в трансформаторе или в другом месте между ТТ направление тока  $I_2$  изменится на противоположное (рис. 8.2, *б*).

Таким образом, при КЗ в зоне действия ДЗТ в реле проходит полный вторичный ток КЗ. Под влиянием этого тока защита срабатывает и производит отключение поврежденного трансформатора с обеих сторон. Для выполнения ДЗТ ТТ устанавливаются со стороны всех его обмоток (рис. 8.2 – для двухобмоточного трансформатора). Вторичные обмотки ТТ соединяются в дифференциальную схему, т. е. на разность токов, и параллельно к ним подключается токовое реле. На трехобмоточных трансформаторах ТТ на сторонах СН и НН включаются на сумму токов, тогда  $I_p = I_1 - (I_2 + I_3) = 0$ .

Рассмотрим особенности, влияющие на выполнение ДЗТ:

**1. Наличие намагничивающего тока, проходящего по трансформатору только со стороны источника питания.** Намагничивающий ток в нормальном режиме составляет примерно 1,5 % от номинального тока трансформатора, поэтому вызывает лишь небольшое увеличение тока небаланса.

Иные явления происходят при включении ненагруженного трансформатора под напряжение или при восстановлении напряжения после отключения КЗ. В данных случаях в обмотке трансформатора со стороны источника питания возникает бросок намагничивающего тока, который в первый момент времени в 5–8 раз превышает номинальный ток трансформатора, но быстро, в течение времени менее 1 с, затухает до значения, равного 5–10 % номинального тока трансформатора. Для предотвращения ложного срабатывания ДЗТ от броска намагничивающего тока  $I_{\text{нам. макс}}$  ток срабатывания защиты должен быть больше максимального значения намагничивающего тока, т. е.

$$I_{\text{с.з}} = K_{\text{н}} I_{\text{нам. макс}} \quad (8.3)$$

Бросок тока зависит от конструкции трансформатора, момента его включения под напряжение. Поэтому при расчетах ДЗТ ток срабатывания определяется по формуле

$$I_{\text{с.з}} = K_{\text{н}} I_{\text{ном}}, \quad (8.4)$$

где  $I_{\text{ном}}$  – номинальный ток обмотки, имеющей наибольшую мощность;  $K_{\text{н}}$  – коэффициент надежности, принимаемый для электромеханических реле  $K_{\text{н}} = 3–4$ ; для цифровых реле  $K_{\text{н}} = 0,2–0,5$ .

**2. Неравенство вторичных токов и разнотипность ТТ.** Поскольку у трансформаторов токи со стороны обмоток высшего, среднего и низшего напряжений неравны, то ТТ, выбираемые по номинальным токам обмоток, имеют разные коэффициенты трансформации и различное конструктивное исполнение. Вследствие этого они имеют различные характеристики и погрешности.

Номинальные токи обмоток трансформаторов, как правило, не совпадают со шкалой номинальных токов ТТ. Поэтому при выборе ТТ принимается ТТ, номинальный ток которого является ближайшим большим по отношению номинальному току обмотки трансформатора. Таким образом, вследствие неравенства вторичных токов в плечах ДЗТ в дифференциальном реле при номинальной нагрузке трансформатора проходит ток небаланса  $I_{\text{нб}}$ , равный:

$$I_{\text{нб}} = I_{\text{ВН}} / K_{\text{Т(ВН)}} - I_{\text{НН}} / K_{\text{Т(НН)}} \quad (8.5)$$

При сквозном КЗ этот ток возрастает пропорционально току КЗ, а также увеличивается вследствие возрастания погрешностей ТТ, имеющих неодинаковые характеристики, что может вызвать ложное

действие ДЗТ. Поэтому для снижения тока небаланса, вызванного неравенством вторичных токов ТТ ДЗТ, производится выравнивание этих токов путем использования уравнивательных обмоток дифференциальных реле. В цифровых реле такое выравнивание производится математическим путем, т. е. вводится масштабный коэффициент.

**3. Неодинаковые схемы соединения обмоток трансформаторов** (рис. 8.3). При неодинаковых схемах соединения обмоток (например, «звезда–треугольник»  $Y/\Delta-11$ ), токи со стороны обмотки, соединенной в звезду, и токи со стороны обмотки, соединенной в треугольник, оказываются сдвинутыми относительно друг друга на угол  $30^\circ$ . Угловой сдвиг токов создает небаланс в реле КА ДЗТ, который нельзя компенсировать подбором витков. Компенсация углового сдвига производится путем специального соединения вторичных обмоток ТТ. Для этого на стороне звезды ТТ соединяются в треугольник, а на стороне треугольника – в звезду. При таком соединении вторичных обмоток ТТ в ТТ  $TA1$ , вторичные обмотки которых соединены в треугольник, создается сдвиг токов на такой же угол, как и в соединенной в треугольник обмотке НН трансформатора, что и обеспечивает совпадение фаз вторичных токов.

Соединение в звезду выгоднее в части величины нагрузки на ТТ (при соединении вторичных обмоток ТТ в треугольник нагрузка на ТТ вырастает в 3 раза). Соединение ТТ в треугольник на стороне ВН трансформатора, где первичные обмотки соединены в звезду, имеет и преимущество. Если нейтраль на стороне ВН трансформатора заземлена, то при замыкании на землю в питающей линии протекает ток от заземленной нейтрали к месту КЗ. При соединении ТТ в звезду протекает несбалансированный ток нулевой последовательности, который может вызвать ложную работу защиты трансформатора. При схеме соединения ТТ в треугольник ток нулевой последовательности замыкается внутри треугольника и в реле не попадает. Однако чувствительность защит при соединении ТТ в треугольник меньше, чем при соединении в звезду.

В цифровых дифференциальных защитах получают разность фазных токов математическим путем. У таких защит ТТ со всех сторон соединяются в звезду, а группа соединений трансформатора и полярность ТТ вводится в реле в виде уставки. Состояние нейтрали, соединенной в звезду обмотки трансформатора, не влияет на работу ДЗТ. Цифровые защиты исключают влияние тока нулевой последовательности математическим путем, поэтому ТТ на стороне ВН соединяются в звезду.

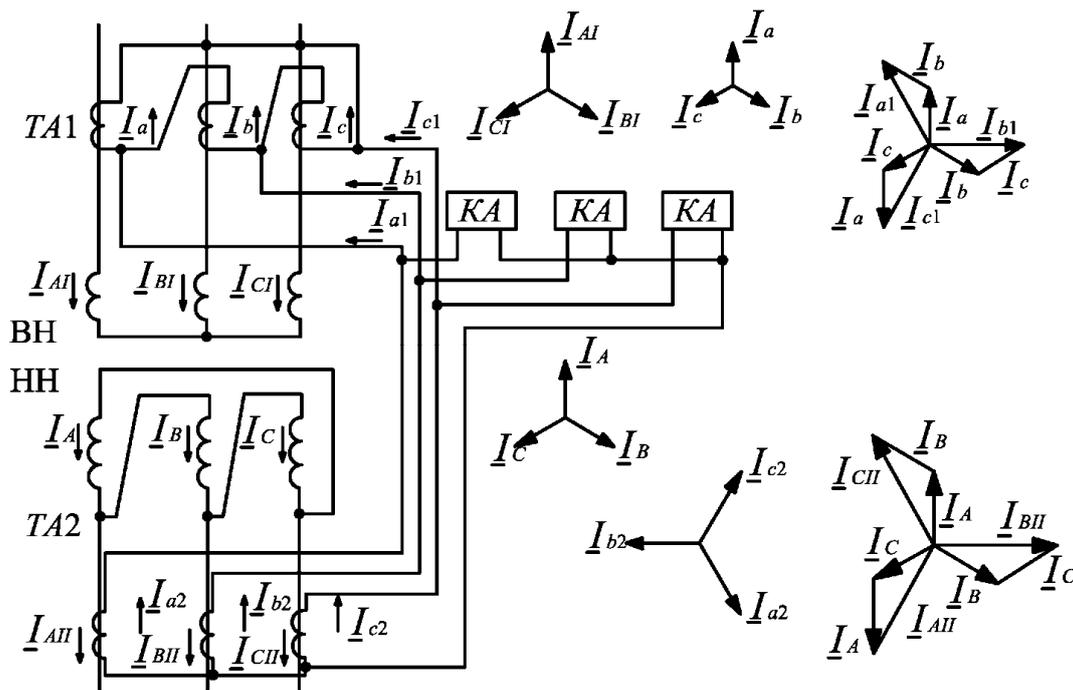


Рис. 8.3. Токи и векторные диаграммы токов в схеме ДЗТ с соединением обмоток по схеме «звезда–треугольник»

Выбор уставок дифференциальной защиты трансформатора производится по двум условиям: отстройка от тока намагничивания и от тока небаланса.

Ток намагничивания трансформатора протекает только по первичной обмотке трансформатора. В схеме ДЗТ он не компенсируется и ДЗТ должна отстраиваться от него для исключения ложной работы при включении трансформатора. Отстройка производится по формуле (8.3).

**Учет тока небаланса при выборе уставок дифференциальной защиты.** Токи небаланса в схеме ДЗТ имеют место вследствие погрешностей ТТ из-за изменения коэффициента трансформации защищаемого трансформатора (при регулировании напряжения) и неточного выравнивания вторичных токов.

Для отстройки ДЗТ от тока небаланса при внешнем КЗ ток ее срабатывания должен удовлетворять условию (8.2), где  $K_n$  – коэффициент надежности отстройки, принимаемый равным 1,3.

Суммарный расчетный ток небаланса состоит из двух составляющих:

$$I_{\text{нб.рас}} = I_{1\text{нб.рас}} + I_{2\text{нб.рас}} \quad (8.6)$$

Первая составляющая расчетного тока небаланса определяется погрешностями ТТ и вычисляется по формуле

$$I_{1\text{нб.рас}} = \varepsilon K_a K_{\text{одн}} I_{\text{КЗ макс}}, \quad (8.7)$$

где  $K_a$  – коэффициент, учитывающий влияние на быстродействующие защиты переходных процессов при КЗ, которые сопровождаются прохождением апериодических составляющих в токе КЗ; коэффициент  $K_a$  принимается равным 1 для реле, имеющих БНТ с короткозамкнутыми обмотками или другие средства отстройки от переходных процессов при КЗ, и  $K_a = 2$  – для реле без таких средств, для микропроцессорных защит принимают  $K_a = 1$ ;  $K_{\text{одн}}$  – коэффициент однотипности условий работы ТТ, принимаемый равным 0,5 в тех случаях, когда ТТ однотипны, и равным 1 – в остальных случаях;  $\varepsilon = 0,1$  – погрешность ТТ (10 %);  $I_{\text{КЗ макс}}$  – наибольший ток при внешнем КЗ.

Вторая составляющая тока небаланса определяется изменением коэффициента трансформации защищаемого трансформатора при регулировании напряжения регулятором РПН и вычисляется по формуле

$$I_{2\text{нб.рас}} = \Delta N I_{\text{КЗ макс}}, \quad (8.8)$$

где  $\Delta N$  – половина регулировочного диапазона, для которого производится выравнивание вторичных токов (например, при регулировочном диапазоне  $N = \pm 16\%$ ,  $\Delta N = 0,16$ ).

Далее после расчета тока небаланса производится расчет тока срабатывания защиты по формуле (8.2).

### **8.3.2. Некоторые схемы дифференциальной защиты**

**Дифференциальная отсечка.** В схеме дифференциальной отсечки (рис. 8.4) отсутствуют какие-либо специальные средства для отстройки от броска тока намагничивания и выравнивания вторичных токов.

Ток срабатывания дифференциальной отсечки определяется по условию отстройки от броска намагничивающего тока по формуле (8.4). Броски намагничивающего тока в первый момент включения трансформатора могут превышать ток срабатывания дифференциальной отсечки, выбранный с указанным коэффициентом надежности отстройки. Однако эти токи очень быстро затухают, что дает возможность отстроиться от них за счет собственного времени действия реле дифференциальной отсечки. Для этого в схеме дифференциальной отсечки применяют выходное промежуточное реле  $KL$  (рис. 8.4, б), которое имеет время срабатывания – 0,1 с. Для измерения дифференциального тока используются токовые реле  $KA1$  и  $KA2$ .

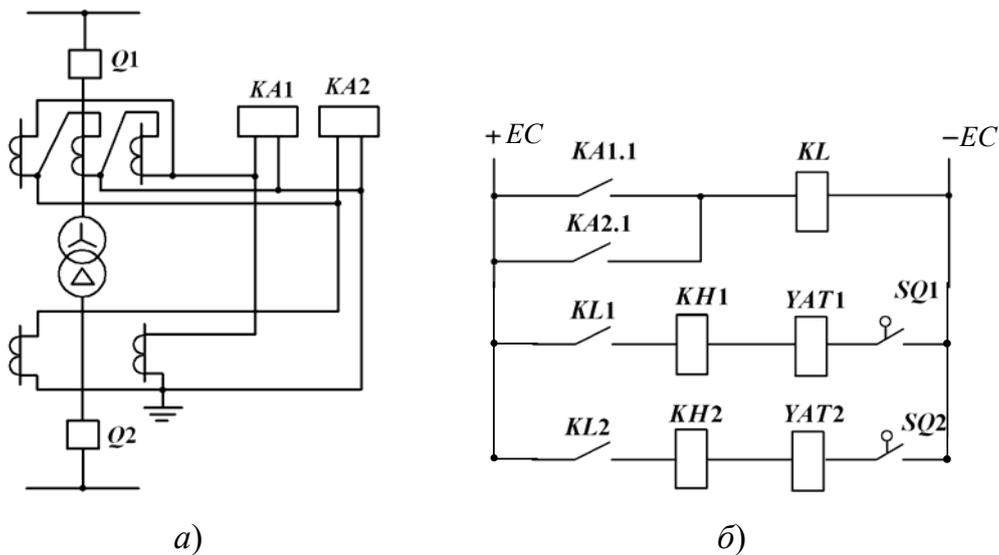


Рис. 8.4. Принципиальная схема дифференциальной отсечки двухобмоточного трансформатора:  
 а – схема токовых цепей; б – схема цепей оперативного тока

В устройствах ДЗТ, например, ДЗТ-21, R3IPT, MiCOM P630 и других микропроцессорных защитах, имеется дополнительный элемент, именуемый дифференциальной отсечкой. Этот элемент не имеет дополнительной задержки и специальных средств отстройки от броска тока намагничивания. Поэтому он должен отстраиваться от бросков тока намагничивания с большим коэффициентом, равным  $(6-8)I_{ном}$ . Такая дифференциальная отсечка, не имеющая никаких задержек, является более надежной защитой и обеспечивает быстрое отключение тока КЗ в обмотках ВН трансформатора.

**Дифференциальная защита с быстронасыщающимися трансформаторами** (рис. 8.5). Реле серии РНТ-565 предназначены для ДЗТ одной фазы силового трансформатора. Быстронасыщающийся трансформатор (БНТ) реле РНТ-565 является одновременно и промежуточным трансформатором для компенсации неравенства вторичных токов в плечах ДЗТ и имеет для этой цели одну рабочую и две уравнивательные обмотки. Ток во вторичной обмотке БНТ, к которой подключено реле, определяется суммарным магнитным потоком в сердечнике, который создается как рабочей, так и уравнивательными обмотками. Для того чтобы при прохождении через трансформатор сквозного тока нагрузки или КЗ ток во вторичной обмотке был равен нулю, необходимо правильно включить рабочую и уравнивательные обмотки в дифференциальную схему и так подобрать числа витков

обмоток, чтобы компенсировать неравенство вторичных токов ТТ и установить необходимый ток срабатывания.

При броске тока намагничивания БНТ насыщается постоянной (апериодической) составляющей тока намагничивания и ухудшает трансформацию переменной составляющей в реле. За счет применения БНТ можно выполнить уставку по условию отстройки от броска тока намагничивания равной 1,3 номинального тока трансформатора. Ток срабатывания реле рассчитывается по числу витков, обтекаемых током, исходя из того, что МДС срабатывания реле равна  $100 \text{ A} \cdot \text{витков}$ .

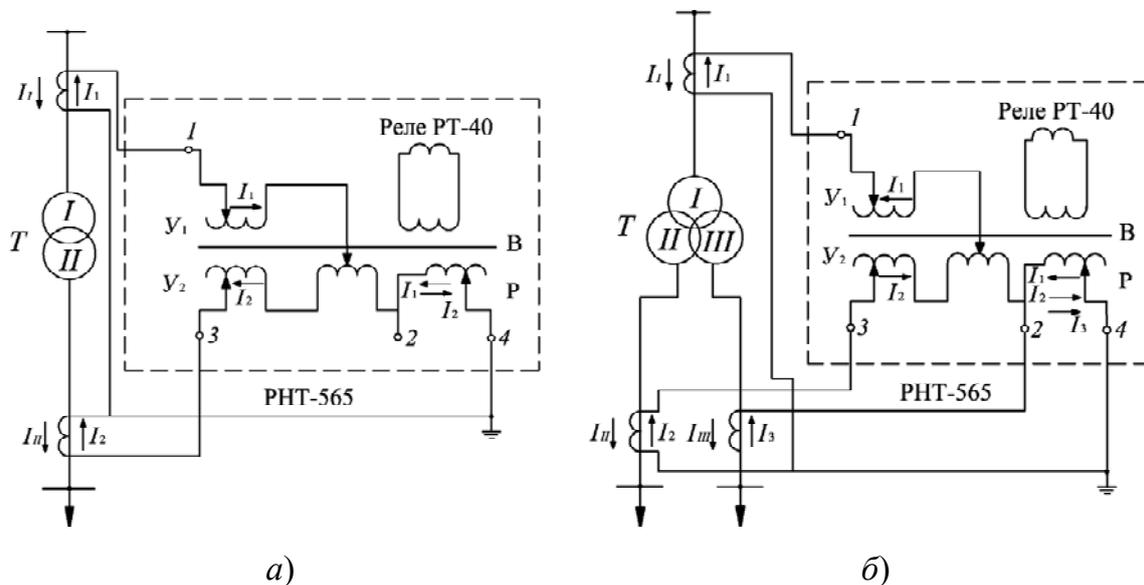


Рис. 8.5. Схема защиты на реле РНТ-(565): а – для двухобмоточного трансформатора; б – для трехобмоточного трансформатора

**Использование торможения.** Условие отстройки от тока намагничивания не является определяющим условием выбора уставок ДЗТ. Обычно таким условием является отстройка от тока небаланса. Для трансформаторов с РПН и многообмоточных трансформаторов токи небаланса в установившемся режиме КЗ достигают значительных величин. Действительно, если предположить погрешность ТТ равной 10 %, а диапазон регулирования напряжения – 16 %, и кратность тока КЗ за трансформатором равной  $10I_{\text{НОМ}}$ , то уставка защиты по условию отстройки от токов небаланса составит по формулам (8.6) и (8.7):

$$I_{\text{с.з}} = 1,3(0,1 + 0,16)10I_{\text{НОМ}} = 3,4I_{\text{НОМ}}$$

Учет токов небаланса является определяющим для выбора уставок ДЗТ. Защита трансформатора на реле с БНТ становится очень грубой и для многих режимов недостаточно чувствительной. Значительно улучшает чувствительность применение процентного торможения. При применении такого торможения ток срабатывания ДЗТ увеличивается с ростом сквозного тока КЗ, что позволяет понизить уставку по току срабатывания при малых токах и защита во всех режимах остается чувствительной к КЗ. Уставка защиты для данного режима определяется по формуле

$$I_{с.з} = I_{с.з.мин} + K_T I_T, \quad (8.9)$$

где  $K_T$  – коэффициент торможения, принимается равным:

$$K_T = K_H I'_{нб.рас} = K_H (I'_{1 нб.рас} + I'_{2 нб.рас}), \quad (8.10)$$

где  $K_H$  принимается равным 1,3;  $I'_{нб.рас}$ ;  $I'_{1 нб.рас}$ ;  $I'_{2 нб.рас}$  – полный ток небаланса и его составляющие в относительных единицах.

Следует учитывать, что тормозная обмотка включается не на дифференциальный ток, а на ток сторон НН и СН. Если включить ее на сторону НН при питании со стороны ВН, то при КЗ в трансформаторе тормозной ток в ДЗТ отсутствует и защита не загроубляется. При сквозном КЗ на стороне НН (СН) ДЗ автоматически загроубляется с ростом тормозного тока и уставка остается отстроенной от небаланса при любом токе КЗ.

**Дифференциальное реле с торможением типа ДЗТ-11.** Реле типа ДЗТ-11 предназначено для ДЗТ одной фазы силовых трансформаторов. У реле типа ДЗТ-11 на БНТ кроме рабочей и двух уравнивательных обмоток, аналогичных тем, что имеются у реле типа РНТ, выполнена одна дополнительная тормозная обмотка, обеспечивающая получение тормозных характеристик от одной группы ТТ. Тормозная обмотка обычно включается на ТТ стороны НН (или НН + СН). Расчетные уставки на реле выставляются выбором количества витков обмоток в каждом из плеч ДЗТ. Ток срабатывания для каждой обмотки реле рассчитывается по числу витков  $w$ , обтекаемых током, исходя из того, что магнитодвижущая сила срабатывания реле при исключении тормозной обмотки, составляет  $I_{ср} = F_{ср} = 100 \text{ А} \cdot \text{витков}$ :

$$I_{ср} = \frac{F_{ср}}{w} = \frac{100}{w}.$$

Пример схемы выполнения ДЗТ двухобмоточного трансформатора на реле типа ДЗТ-11 показан на рис. 8.6, а. По тормозной обмотке  $w_T$ , включенной в плечо стороны НН дифференциальной защиты, проходит ток сквозного КЗ и подмагничивает сердечник БНТ, что приводит к ухудшению трансформации, а значит, к увеличению тока срабатывания реле. Зависимость магнитодвижущей силы срабатывания реле ДЗТ-11 от МДС тормозной обмотки показана на рис. 8.6, б. Эта зависимость, называемая тормозной характеристикой, показывает, что при увеличении тока сквозного КЗ, ток срабатывания реле также возрастает, что обеспечивает отстройку от увеличивающегося тока небаланса. Кривая 1 соответствует максимальному торможению, а кривая 2 – минимальному.

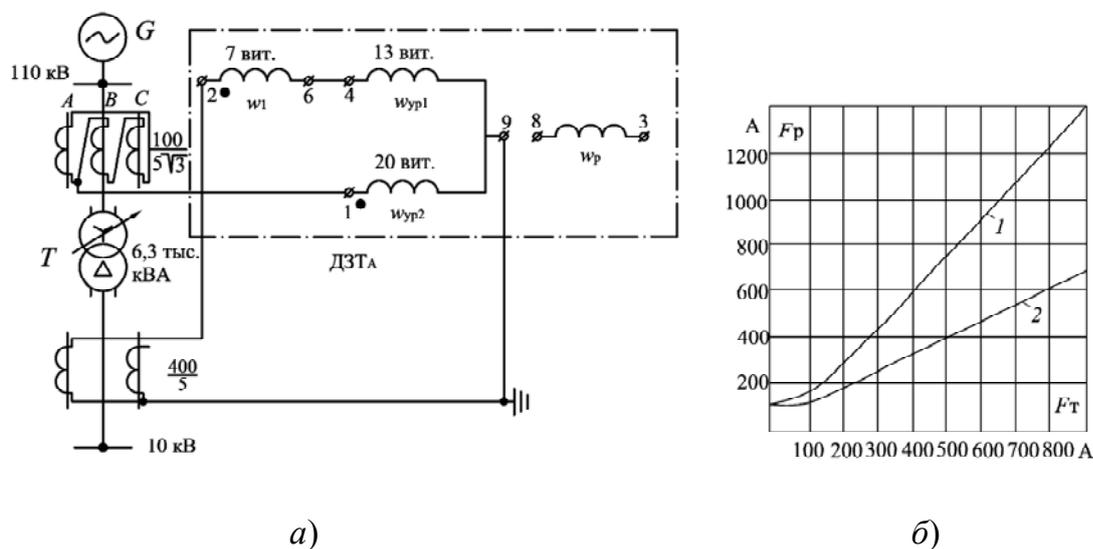


Рис. 8.6. Принципиальная схема токовых цепей ДЗТ двухобмоточного трансформатора на реле ДЗТ-11: а – схема включения реле; б – тормозная характеристика (зависимость МДС срабатывания  $F_{cp}$  от МДС тормозной обмотки  $F_{T.0}$ )

Наличие двух кривых объясняется влиянием угла сдвига между дифференциальным и тормозным токами. Область, расположенная ниже характеристики 2, является областью надежного несрабатывания, а область, расположенная выше характеристики 1, – областью надежного срабатывания.

Для трехобмоточных трансформаторов ДЗТ должна выполняться в трехфазном трехрелейном исполнении. Для двухобмоточных трансформаторов допускается выполнение ДЗТ в двухрелейном исполнении.

**Дифференциальное реле с торможением типа ДЗТ-21.** Для защиты трансформаторов и автотрансформаторов большой мощности ЧЭАЗ выпускает реле дифференциальной защиты с торможением типов ДЗТ-21 (рис. 8.7) и ДЗТ-23, в которых применен новый принцип отстройки от бросков тока намагничивания и токов небаланса.

Сочетание в реле ДЗТ-21 двух перечисленных выше способов позволяет обеспечить отстройку защиты от бросков тока намагничивания при необходимом быстродействии и чувствительности. В защите предусмотрено также торможение от фазных токов в двух плечах защиты, улучшающее отстройку от установившихся и переходных токов небаланса. При больших кратностях тока в защищаемой зоне, особенно при наличии апериодической составляющей, может наступить насыщение ТТ защиты. При этом во вторичных токах ТТ появляются паузы, которые могут вызвать замедление или отказ защиты. Для обеспечения надежности и быстродействия защиты в этих режимах в схеме предусмотрена дополнительная отсечка.

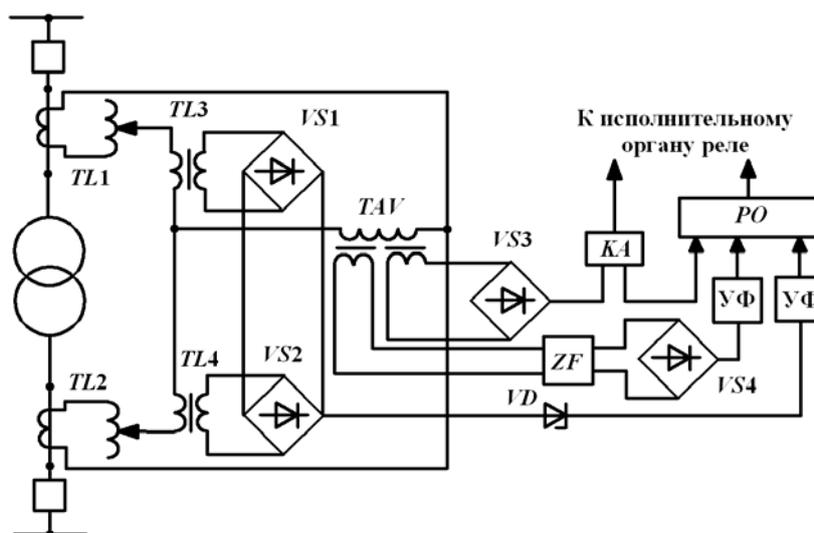


Рис. 8.7. Принципиальная схема дифференциального реле ДЗТ-21

Принципиальная схема ДЗТ с реле ДЗТ-21 приведена на рис. 8.7. Схема содержит: промежуточные автотрансформаторы  $TL1$  и  $TL2$  для выравнивания вторичных токов; промежуточные трансформаторы  $TL3$ ,  $TL4$  и выпрямители  $VS1$ ,  $VS2$ , через которые формируется тормозной ток плечей защиты, подаваемый на реагирующий орган (РО); стабилитрон  $VD$ , включенный последовательно в тормозную цепь и обеспечивающий при небольших токах работу защиты без торможения; трансреактор  $TAV$ , к вторичным обмоткам которого

подключены через выпрямитель  $VS3$  реле дифференциальной отсечки  $KA$  и цепь торможения от тока второй гармоники; частотный фильтр тока второй гармоники  $ZF$  и выпрямитель  $VS4$ , через которые подается к РО тормозной ток второй гармоники; устройства формирования УФ, подготавливающие токи смещения, подаваемые в РО, пропорциональные тормозным токам.

**Дифференциальные защиты на цифровых реле R31PT.** Реле имеют тормозную характеристику пропорционального типа (процентное торможение) – ток срабатывания защиты увеличивается пропорционально увеличению тока внешнего КЗ. Дифференциальная защита трансформатора использует три или два комплекта ТТ, расположенных со всех сторон трансформатора. Выравнивание вторичных токов по величине и по фазе производится защитой автоматически расчетным путем, для чего при задании общих характеристик задаются параметры трансформатора и ТТ. При этом возникает возможность собрать ТТ со всех сторон в звезду, что снижает нагрузку вторичных цепей и повышает чувствительность МТЗ. Ток нулевой последовательности при этом устраняется программно, что делает характеристики независимыми от режима нейтрали трансформатора.

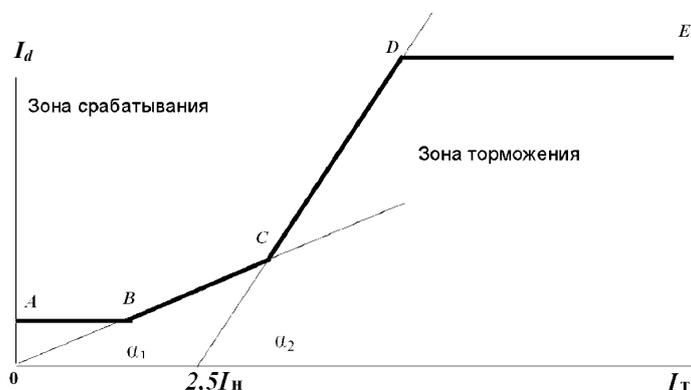


Рис. 8.8. Характеристика дифференциальной защиты R31PT:  
 $I_d$  – дифференциальный ток;  $I_T$  – тормозной ток равен  
 наибольшему из трех вторичных токов

Участок  $A-B$  (рис. 8.8 – начальный, на этом участке ток срабатывания не зависит от торможения. В точке  $B$  характеристика начального участка пересекается с первой тормозной характеристикой. Она имеет наклон  $\alpha_1$  и начинается от начала координат. Эта характеристика работает при малых токах КЗ, когда погрешность ТТ невелика. При токах более  $2,5I_{н}$  начинается вторая тормозная характеристика, которая пересе-

кается с первой в точке  $C$  и имеет более крутой наклон –  $\alpha_2$ , учитывая большую погрешность ТТ при больших токах КЗ. И последний участок –  $D-E$ , где ток срабатывания опять не зависит от тормозного тока (отсечка). Ломаная линия  $ABCDE$  представляет тормозную характеристику дифференциальной защиты.

Для обеспечения отстройки ДЗТ от броска тока намагничивания при подаче напряжения применяется блокировка второй гармоникой тока. Блокировка по току пятой гармоники предназначена для предотвращения ложной работы ДЗТ от повышенного тока намагничивания при перевозбуждении (подачи напряжения на обмотку трансформатора значительно выше номинального). Она работает совместно с предыдущей. Нормально должны быть введены обе блокировки. Благодаря наличию блокировок, ток срабатывания ДЗТ может быть выполнен значительно меньше номинального тока трансформатора.

При выборе уставок следует исходить из следующего:

- реле градуировано в относительных единицах к базисному току, которым является номинальный ток трансформатора. Вторичные токи пересчитываются автоматически, исходя из введенных ранее коэффициентов трансформации ТТ и параметров трансформатора;
- ток срабатывания первого участка характеристики ( $AB$ ) принимается равным 0,3–0,4 номинального тока трансформатора;
- коэффициент торможения  $\alpha_1$  первого участка тормозной характеристики в зоне малых токов КЗ принимается равным 0,4 ( $\text{tg } \alpha_1 = 0,4$ );
- коэффициент торможения  $\alpha_2$  второго участка тормозной характеристики в зоне больших токов КЗ принимается равным 1 ( $\text{tg } \alpha_2 = 1$ );
- для отстройки от броска тока намагничивания ток срабатывания отсечки должен быть равен 6–7;
- ток блокировки по второй гармонике принимается равным 10 %;
- ток блокировки по пятой гармонике принимается равным 10 %;
- группа соединений трансформатора, выравнивание вторичных токов по величине и фазе учитывается программным путем.

***Дифференциальная защита цифровых реле MiCOM P632-633.***  
Реле имеет отличающуюся характеристику срабатывания (рис. 8.9, а).

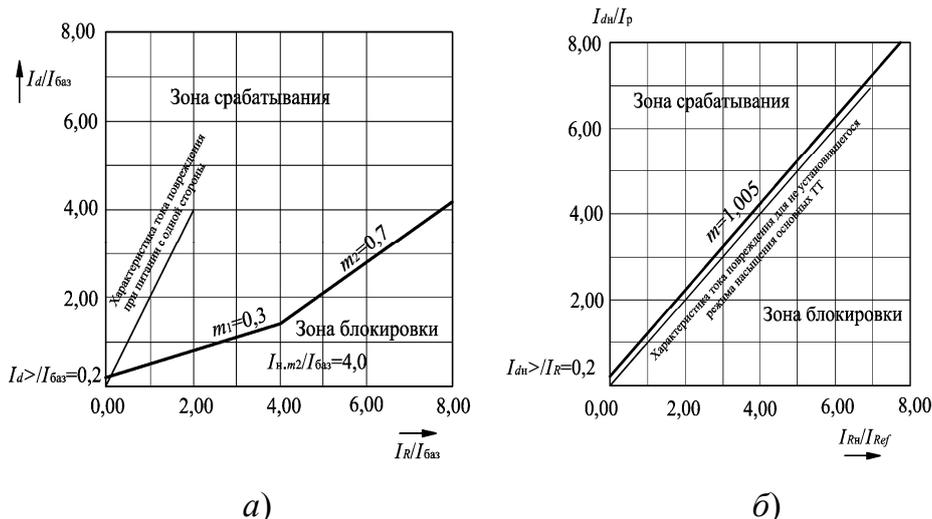


Рис. 8.9. Характеристики срабатывания дифференциального органа (а) и характеристика срабатывания дифференциального органа от замыканий на землю MiCOM P632 (б)

На начальном участке ток срабатывания не зависит от торможения и принимается равным  $(0,2-0,3)I_{ном.тр}$ . Характеристика начального участка пересекается с первой тормозной характеристикой в точке, где сходится линия тормозной характеристики при одностороннем питании КЗ. Первая тормозная характеристика имеет наклон  $m_1=0,3$ . Эта характеристика работает при малых токах КЗ, когда погрешность ТТ невелика. Наклон второго участка торможения задается уставкой  $m_2=0,7$ . Имеется еще две уставки: при токе  $I_d \gg$  прекращается действие блокировки по второй гармонике и при токе  $I_d \gg \gg$  прекращается действие тормозной характеристики.

Дифференциальная ЗЗ входит в состав защиты MiCOM P632, P633, работает на трансформаторном фильтре тока нулевой последовательности и защищает обмотку трансформатора с заземленной нейтралью.

Включается ЗЗ на ТТ со стороны вводов защищаемой обмотки и на ТТ, установленный в заземленной нейтрали. Дифференциальная защита трансформатора также имеет процентное торможение (рис. 8.9, б). Защита является более чувствительной, чем основная ДЗТ, которая не реагирует на ток нулевой последовательности. Она достаточно четко реагирует на витковые замыкания обмотки трансформатора.

Начальная точка характеристики  $I_d >$  регулируется в пределах  $(0,1-1,0)I_{ном.тр}$ . Коэффициент торможения не регулируется и равен  $m = 1,005$ . Ток прекращения действия торможения  $I_d \gg \gg$  регулируется

ется в пределах  $(5-10)I_{\text{ном}}$ . Рекомендуемые уставки:  $I_d \geq 0,2I_{\text{ном}}$ ;  $I_d \gg \gg = 5I_{\text{ном}}$ ;  $m = 1,005$ .

***Дифференциальная защита на цифровых реле фирмы АВВ.***

На рис. 8.10 приведены тормозные характеристики реле REF542 и RET316.

Тормозной ток в реле в относительных единицах (т. е. относительно номинального тока трансформатора) рассчитывается по формуле

$$I_{*t} = \sqrt{I_{*1}I_{*2} \cos \varphi},$$

где  $I_{*1}$ ,  $I_{*2}$  – соответственно, относительные токи, проходящие по обмоткам ВН и НН трансформатора;  $\varphi$  – угол сдвига векторов данных токов.

При КЗ в трансформаторе ток  $I_2$  либо равен нулю, либо имеет противоположное направление, т. е.  $\cos \varphi$  отрицательный ( $\varphi = 180^\circ$ ). В обоих случаях торможение отсутствует, так как  $I_{*t} = 0$ . Оно появляется только при внешних КЗ, когда  $\varphi = 0$ .

Первый уровень тормозной характеристики для обоих реле (участок  $A-B$  на рис. 8.10,  $a$ ) по рекомендации фирмы принимается:  $g = 0,3$  ОЕ. Наклон второго участка (отрезок  $B-C$ ) принимается:  $\text{tg } \alpha = 0,5$ ; ( $V = 0,5$ ). Третьего участка торможения в реле типа RET316 практически нет, так как он превращается в вертикальную линию (рис. 8.10,  $b$ ). При этом предполагается, если номинальные токи трансформатора (с обеих сторон) превысят пороговую величину тормозного тока, значение которой фирма рекомендует принять равной:  $B = 1,5$  ОЕ, то это означает, что произошло внешнее КЗ и реле заглубляется на 100 %, т. е. выводится из действия (кроме дифференциальной ТО).

На рис. 8.10,  $b$  эта характеристика показана вертикальной линией, проведенной от тока торможения, равного  $1,5 I_{\text{ном}}$ . Справа от нее находится зона торможения, а слева – зона срабатывания. При внутренних КЗ и небольшом сквозном токе, меньшем  $1,5$  номинального, вертикальная линия на тормозной характеристике исчезает и торможение будет происходить по продолжению кривой  $g-s$  с наклоном  $V = 0,5$ . Значение уставки дифференциальной отсечки, как и в прежнем случае, принимается равным  $(6-7)I_{\text{ном}}$ .

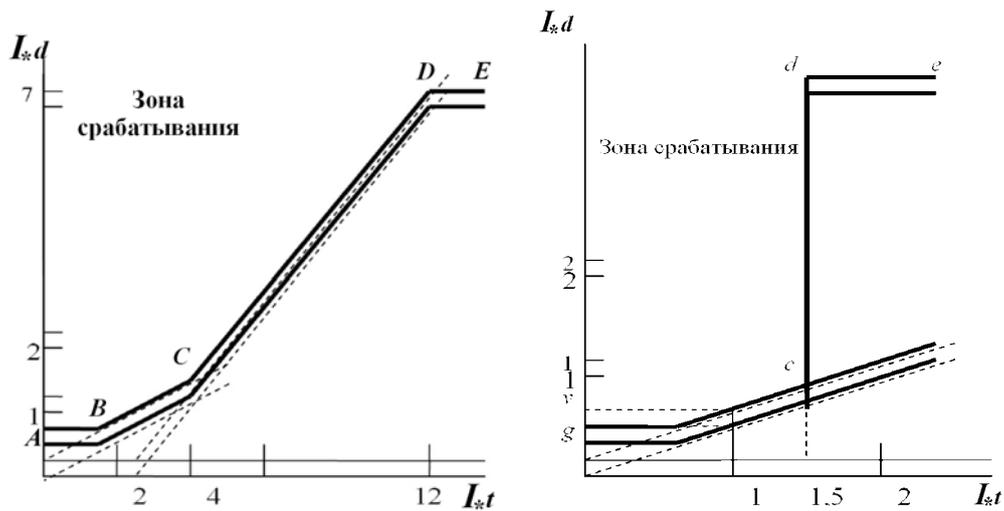


Рис. 8.10. Тормозная характеристика цифрового реле REF542 (а) и реле RET316 (б)

**8.3.3. Расчет ДЗТ на цифровом реле REF542.** Опыт эксплуатации ДЗТ на базе аналоговых реле типа ДЗТ-11 и ДЗТ-21 показал высокую их эффективность срабатывания при внутренних повреждениях трансформатора и несрабатывания (отстройки) при внешних КЗ за счет торможения, т. е. автоматического увеличения уставки реле при протекании тока КЗ через ТТ стороны НН трансформатора, что свидетельствует о повреждении вне зоны действия ДЗТ. По этой причине разработчики микропроцессорных защит взяли за основу тормозную характеристику дифференциального реле типа ДЗТ-21.

Кроме того, ранее был разработан для аналоговых электронных реле ДЗТ-21 принцип отстройки ДЗТ от бросков тока намагничивания по второй гармонике дифференциального тока, который и был в дальнейшем реализован программным путем в цифровых реле. Простота настройки и гибкость выбора наиболее оптимальных защитных характеристик цифровых реле дает им неоспоримые преимущества перед аналоговыми защитами.

При выборе уставок цифровой ДЗТ рекомендуется использовать методику выбора уставок близкого по характеристике аналогового полупроводникового реле типа ДЗТ-21.

**Пример 8.1.** Произвести расчет уставок ДЗТ трансформатора мощностью  $25 \text{ МВ} \cdot \text{А}$  напряжением 110/6 кВ. Токи трехфазного КЗ за трансформатором, приведенные к стороне ВН, равны в максимальном режиме 1470 А и минимальном режиме 1320 А.

**Решение.** Определяем номинальные токи трансформатора при среднем положении регулятора РПН ( $\Delta U_{\text{рпн}} = \pm 16\%$ ):

$$I_{\text{ном ВН}} = 126 \text{ А}; I_{\text{ном НН}} = 2190 \text{ А}.$$

Коэффициенты трансформации ТТ составят:

- сторона ВН – 300/5 А;
- сторона НН – 2000/5 А.

Коэффициент пересчета (базовый коэффициент):

- стороны ВН:

$$K_{\text{п ВН}} = 126/300 = 0,42;$$

- стороны НН:

$$K_{\text{п НН}} = 2190/2000 = 1,1.$$

Минимальный ток срабатывания ДЗТ при КЗ в зоне ее действия принимаем равным  $0,3I_{\text{ном}}$  трансформатора для цифровых реле и  $0,5I_{\text{ном}}$  – для ДЗТ-21. Для сравнения в реле ДЗТ-11 принимаем ток срабатывания равным  $1,5I_{\text{ном}}$ , так как это реле не имеет блокировки по второй гармонике.

Принимая  $I_{\text{ср.мин}} = 0,3I_{\text{ном.тр}}$  и приводя это значение к номинальному току ТТ, получим:

$$I_{\text{ср.мин}} = 0,3 \cdot 0,42 = 0,126 \text{ ОЕ}.$$

Минимальное значение дифференциального тока срабатывания в цифровом реле REF-542 из диапазона возможных уставок (0,15–1,2) равно 0,15 ОЕ. Тогда уставка на реле горизонтального участка тормозной характеристики составит в относительных единицах  $I_d = 0,15/0,42 = 0,36 \text{ ОЕ}$ .

Принимаем  $I_d = 0,4 \text{ ОЕ}$ . При малых значениях тока (до  $2,5I_{\text{ном.тр}}$ ) ТТ работают с погрешностью  $\varepsilon \leq 5\%$ . Определим наклон (коэффициент торможения) первого участка тормозной характеристики, исходя из условия отстройки от тока небаланса при малых токах:

$$I_{d1} \geq K_{\text{отс}} (\varepsilon + \Delta U) 2,5 = 1,5(0,05 + 0,16) 2,5 = 0,79.$$

Принимаем  $I_{d1} = 0,8 \text{ ОЕ}$ .

На рис. 8.11 изображена тормозная характеристика зависимости дифференциального тока ( $I_d$ ) от тормозного тока ( $I_T$ ) в относительных единицах (относительно номинального тока трансформатора). Горизонтальная линия (отрезок А–В) проводится на уровне

$I_d = 0,4$  ОЕ. Для построения второго уровня тормозной характеристики отмечается точка с координатами  $I_{d1} = 0,8$  ОЕ и  $I_T = 2,5$  ОЕ. Через эту точку и начало координат проводится прямая линия.

Пересечение этой прямой с горизонтальной линией (точка  $B$ ) определяет первый излом тормозной характеристики. Коэффициент первого участка торможения равен  $\text{tg}_{d_1} = I_{d1} / I_T = 0,8 / 2,5 = 0,32$ .

Выбираем наклон второго (основного) участка торможения. Для этого определим значение дифференциального тока при КЗ на шинах 6 кВ из условия отстройки от максимального тока небаланса. Максимальный ток КЗ (тормозной ток), приведенный к стороне ВН, при этом повреждении равен 1470 А, что составляет кратность  $I_T = 1470 / 126 = 11,7$  ОЕ. Значение дифференциального тока определяется по выражению

$$I_{d_2} \geq K_{\text{отс}} (K_a \varepsilon + \Delta U) I_T = 1,5(1,5 \cdot 0,1 + 0,16) 11,7 = 5,44,$$

где  $K_a$  – коэффициент апериодической составляющей, равный 1,5;  $\varepsilon$  – 10%-я погрешность ТТ;  $K_{\text{отс}}$  – коэффициент отстройки. Для повышения надежности принимаем  $I_{d_2} = 7$  ОЕ.

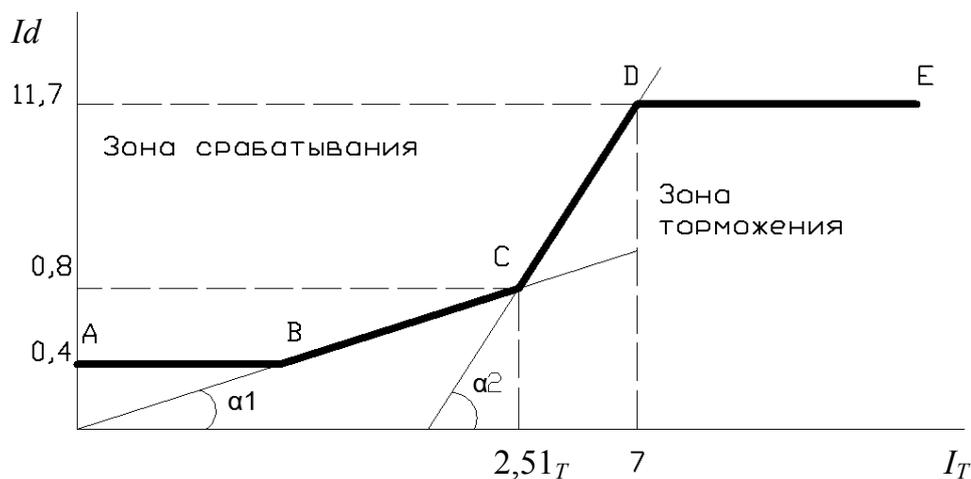


Рис. 8.11. Тормозная характеристика к примеру 8.1

Второй участок торможения (рис. 8.11) представляет прямую линию, проведенную через точку с координатами 11,7; 7,0 (точка  $D$ ) и точку на оси абсцисс  $I_T = 2,5$ .

Пересечение этой прямой с первым участком торможения дает точку второго излома тормозной характеристики (точка  $C$ ). Второй излом характеризуется коэффициентом торможения:

$$\operatorname{tg} \alpha_2 = \frac{I_{d_2}}{I_{T_2} - I_{T_1}} = \frac{7}{11,7 - 2,5} = 0,76.$$

Отметим, что наклон касательной линии к тормозным характеристикам аналоговых реле ДЗТ-11 и ДЗТ-21 составляет  $\operatorname{tg} \alpha = 0,75$ .

Определим уставку дифференциальной ТО (значение тока срабатывания которой не зависит от величины тормозного тока). Как и для любой ТО, ток срабатывания выбирается по двум условиям:

– по условию отстройки от максимального тока небаланса при КЗ за трансформатором и при максимальном значении коэффициента апериодической составляющей ( $K_a = 2$ ):

$$I_{d_3} \geq K_{\text{отс}} (K_a \varepsilon + \Delta U) I_T = 1,2(2 \cdot 0,1 + 0,16) 11,7 = 6,46 \text{ ОЕ};$$

– по условию отстройки от броска тока намагничивания трансформатора при его включении  $I_{d_3} \geq 6 I_{\text{НОМ}}$ . Принимаем  $I_{d_3} \geq 7 \text{ ОЕ}$ .

Проверим чувствительность дифференциальной защиты.

При КЗ в зоне срабатывания чувствительность защиты можно не проверять, так как уставка составляет  $0,4 I_{\text{НОМ}}$  при минимальном токе КЗ  $4,8 I_{\text{НОМ}}$ .

Следует отметить, что при перегрузке трансформатора до  $(1,4-1,5) I_{\text{НОМ}}$  (рис. 8.11) торможение фактически отсутствует, следовательно, в этом режиме ток срабатывания составляет  $0,4 I_{\text{НОМ}}$  и защита может реагировать на однофазные КЗ и межвитковые замыкания в обмотке трансформатора.

Проверяется чувствительность дифференциальной отсечки при КЗ на выводах ВН трансформатора. Для этого определяется ток КЗ на шинах 110 кВ в минимальном режиме системы. Для рассматриваемого примера он равен 4,3 кА. Тогда чувствительность защиты при двухфазном КЗ составит:

$$K_{\text{ч}} = I_{\text{к.мин}}^{(2)} / (I_{\text{НОМ.тр}} I_{d_3}) = 0,866 \cdot 4300 / (126 \cdot 7,0) = 4,1 \geq 2.$$

На рис. 8.11 ломаная линия *ABCDE* отображает тормозную характеристику дифференциальной защиты цифрового реле.

Настройка цифрового реле на заданную характеристику осуществляется по-разному. В одних реле, например, REF542, она задается следующими параметрами: значениями  $I_{d_1}$ ,  $I_{d_2}$ , координатами точек *B* и *C* (по оси абсцисс) и величиной  $\operatorname{tg} \alpha_2$ . В других реле (R31PT) – значениями  $I_{d_1}$ ,  $I_{d_2}$ ,  $\operatorname{tg} \alpha_1$ ,  $\operatorname{tg} \alpha_2$ .

## 8.4. Газовая защита трансформатора

*Газовая защита (ГЗ)* – это защита от внутренних повреждений трансформатора, сопровождающихся выделением газа, понижением уровня масла в газовом реле или интенсивным движением потока масла из бака трансформатора в расширитель. Для правильной работы ГЗ корпус трансформатора устанавливается с наклоном под углом  $1,5\text{--}2^\circ$  в сторону расширителя. Газовое реле устанавливается в расщепку трубопровода между корпусом трансформатора и расширителем. Газовая защита обладает абсолютной селективностью и выполняется двухступенчатой:

- первая ступень ГЗ срабатывает при незначительном выделении газа или понижении уровня масла в газовом реле и с выдержкой времени действует на сигнал;
- вторая ступень ГЗ срабатывает при значительном выделении газа, понижении уровня масла в газовом реле или при интенсивном движении потока масла из бака трансформатора в расширитель и действует на отключение трансформатора со всех сторон без выдержки времени.

Образующиеся при местном перегреве или при дуговом замыкании внутри бака трансформатора газы выталкивают масло из трубопровода и газового реле, а затем прорываются в расширитель, заполняя по пути газовое реле (рис. 8.12). При незначительном выделении газа он через трубу заполняет верхнюю часть газового реле, а излишек проходит в расширитель. Таким образом, в газовом реле скапливается газ, который можно выпустить через кран или набрать в специальную емкость и направить на анализ. Внутри объема, где скапливается газ, находится поплавков, который при появлении газа опускается, и замыкаются контакты, действующие на сигнал (сигнальный элемент газового реле). При срабатывании сигнализации необходимо отключить трансформатор, взять пробы газа (состав газа затем анализируется). Для отбора пробы газа газовое реле оснащено специальным краном, а для наблюдения за количеством газа имеется специальное окно с делениями. Простейшим способом анализа является проверка газа на горючесть и цвет. Горючие газы образуются в масле под действием электрической дуги и свидетельствуют о ее появлении внутри бака трансформатора. Окрашивание газа происходит при горении твердой изоляции внутри трансформатора. Химический анализ газа дает более точные сведения о характере повреждения. Следует иметь

в виду, что в газовом реле может оказаться и воздух, который был растворен в масле и начал выделяться после его нагрева. Инструкциями запрещается отбор газа на трансформаторе, находящемся под напряжением, так как незначительное вначале повреждение может перерасти в большое повреждение с разрывом бака и пожаром, вследствие чего пострадает персонал, отбирающий пробу газа. Второй элемент (поплавок) газового реле расположен внутри реле прямо на пути потока масла из трубы в расширитель. Он может опуститься под давлением масла при его выбросе или при заполнении реле газом. Для четкой работы при выбросе масла в современных реле поплавков дополнительно соединяется со специальной заслонкой 2.

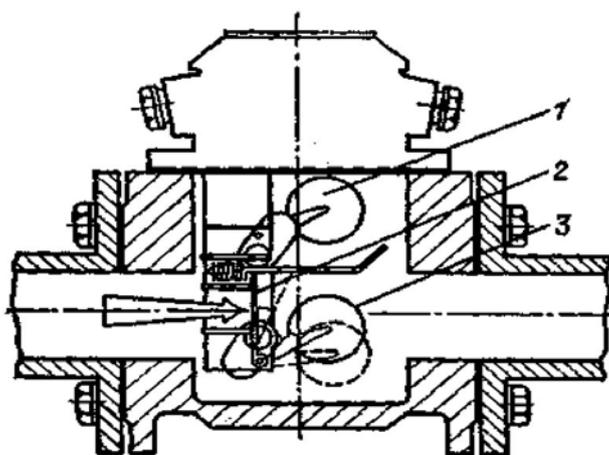


Рис. 8.12. Газовое реле типа BF-80: 1 – верхний (сигнальный) поплавок; 2 – заслонка; 3 – нижний поплавок; стрелка – направление струи масла и газа

Сверху на корпусе реле находятся кран для отбора проб газа и выпуска воздуха и под защитным колпачком – кнопка опробования исправности газового реле. Нажатие кнопки ранее конца хода вызывает срабатывание сигнального контакта реле. Нажатие кнопки опробования до упора вызывает срабатывание отключающего контакта газового реле. Возврат реле происходит автоматически после освобождения кнопки опробования.

Выброс масла или выделение сразу большого объема газа происходит при серьезном повреждении внутри бака, поэтому вторая ступень ГЗ действует на отключение без выдержки времени. Отключающий элемент срабатывает также при отсутствии масла в газовом реле. Обычно это происходит при течи масла из бака, когда масло целиком ушло из расширителя и газового реле.

Новый трансформатор должен включаться с введенным на отключение сигнальным поплавком ГЗ, который может сработать и при начинающемся повреждении трансформатора до КЗ в нем.

При включении нового трансформатора по мере его нагрева происходит выделение воздуха, растворенного в масле. Он заполняет газовое реле и его необходимо время от времени выпускать. Выводить действие отключающего элемента на отключение до прекращения выделения воздуха не разрешается.

**Газовая защита переключателя РПН** трансформатора выполнена на струйном реле и действует на отключение трансформатора при интенсивном движении потока масла из бака РПН в сторону расширителя.

Контакты переключателя РПН находятся в отделенном от бака трансформатора отсеке. Поскольку при переключении контактов дуга горит в масле, то масло разлагается с выделением газа и других компонентов. Это масло не смешивается с остальным маслом в баке и не ухудшает его качество. Бак РПН также соединяется с расширителем (отдельный отсек) и в соединительной трубе устанавливается струйное реле. Это реле работает только при выбросе масла. Реле не имеет крана для спуска воздуха (нормально в смотровом окошке может быть воздух) и имеет только один отключающий элемент – заслонка вместо поплавка. Газ, выделяющийся при переключении контактов, свободно выходит в расширитель и не вызывает срабатывания реле. Срабатывание реле вызывает выброс масла, происходящий при перекрытии изоляции внутри отсека РПН. При срабатывании струйного реле РПН в его смотровом окошке появляется красный сигнальный флажок. После срабатывания струйное реле остается в сработавшем положении и должно возвращаться в исходное состояние нажатием кнопки на реле. Реле снабжено также кнопкой опробования, нажав на которую можно отключить трансформатор.

## **8.5. Защита от сверхтоков при внешних коротких замыканиях**

Максимальная токовая защита является резервной защитой трансформатора и служит для отключения трансформатора при его повреждении и отказе основных защит, а также при КЗ на сборных шинах или на отходящих от них присоединениях, если РЗ или выключатели этих элементов отказали в работе. По условиям селективности МТЗ должна иметь выдержку времени и, следовательно, не

может быть быстродействующей. По этой причине в качестве основной РЗ от повреждений в трансформаторах она используется лишь на маломощных трансформаторах.

**8.5.1. Защита двухобмоточных понижающих трансформаторов.** Схема МТЗ трансформатора с односторонним питанием приведена на рис. 8.13. Чтобы включить в зону действия защиты сам трансформатор, РЗ устанавливается со стороны источника питания и должна действовать на отключение выключателей  $Q1$  и  $Q2$ .

На рис. 8.13 приведена схема РЗ трансформатора, выполненная с двумя токовыми реле  $KA1$  и  $KA2$ , которые, сработав, с выдержкой времени одновременно действуют на отключение выключателей  $Q1$  и  $Q2$ . При этом в случае внешних КЗ на стороне НН трансформатора отключение выключателя  $Q2$  резервирует действие выключателя  $Q1$ . Часто РЗ выполняют с двумя выдержками времени: с первой  $t_1$  – на отключение выключателя  $Q1$  со стороны НН, а со второй  $t_2 = t_1 + \Delta t$  – на отключение  $Q2$  со стороны ВН. При этом ТТ установлены у выключателя  $Q2$ .

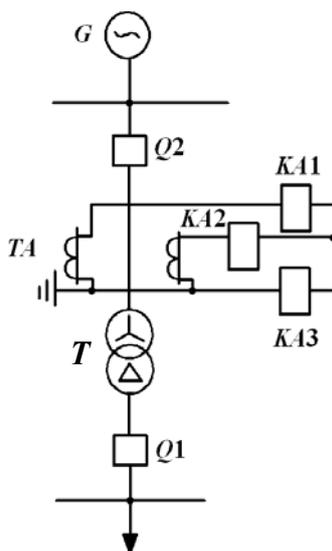


Рис. 8.13. МТЗ двухобмоточного понижающего трансформатора: схема токовых цепей с двумя ТТ

В случае неотключенного внешнего КЗ на стороне НН МТЗ с выдержкой времени  $t_1$  отключит выключатель  $Q1$ , трансформатор при этом останется под напряжением со стороны ВН. В случае повреждения в трансформаторе и отказе его основных быстродействующих РЗ сработает МТЗ и с выдержкой времени отключит выключатель  $Q2$ .

На мощных двухобмоточных трансформаторах, питающих ответственную нагрузку, на выключателе со стороны НН также устанавливают МТЗ со своими ТТ и реле. В данном случае защита на выключателе  $Q1$  называется МТЗ ввода, а на выключателе  $Q2$  – МТЗ трансформатора.

**8.5.2. Выбор уставок максимальной токовой защиты трансформатора.** Если трансформатор имеет две защиты МТЗ ввода НН и МТЗ трансформатора, то вначале выбираются уставки МТЗ ввода НН.

Ток срабатывания МТЗ определяется из условия возврата токовых реле при максимальной нагрузке:

$$I_{с.з} = K_n K_{сзп} I_{раб.макс} / K_v, \quad (8.11)$$

где  $K_n$  – коэффициент надежности, равен 1,1–1,2 для микропроцессорных защит и 1,2–1,3 – для РТ-40;  $K_{сзп}$  – коэффициент самозапуска можно принять равным 1,8–2,5 для городских сетей общего назначения и 2 – для сельских сетей. Эти значения коэффициента  $K_{сзп}$  нельзя применять для трансформатора, питающего сосредоточенную двигательную нагрузку. Для такого трансформатора необходимо определить общий пусковой ток и подставить в формулу взамен  $K_{сзп}$  параметр  $I_{пуск}$ ;  $I_{раб.макс}$  – максимальный рабочий ток трансформатора;  $K_v$  – коэффициент возврата защиты: он составляет 0,8 для РТ-40 и РТ-80; 0,9 – для РСТ-13 и для микропроцессорных защит – 0,95–0,96.

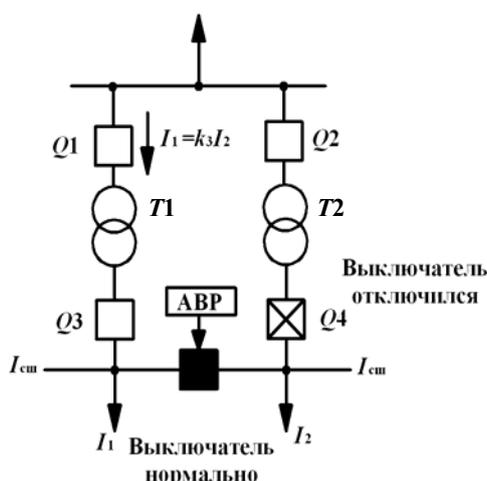


Рис. 8.14. При отключении трансформатора Т2 и включении от АВР СВ возникает перегрузка трансформатора Т1

Максимальный ток нагрузки с учетом самозапуска, от которого необходимо отстроить МТЗ, обычно определяется из рассмотрения

трех видов нарушения: отключение параллельно работающего трансформатора, включение трансформатора от АПВ на неотключенную нагрузку, автоматическое подключение нагрузки при действии АВР в случае исчезновения напряжения на соседней секции (рис. 8.14). В двух первых случаях  $I_{с.з}$  определяется по выражению (8.11). В третьем случае  $I_{с.з}$  определяется по выражению

$$I_{с.з} = K_{н} (I_{I \text{ раб. макс}} + K_{сзп} I_{II \text{ раб. макс}}) / K_{в}, \quad (8.12)$$

где  $I_{I \text{ раб. макс}}$  и  $I_{II \text{ раб. макс}}$  – максимальные значения токов нагрузки секций: I – от которой при действии АВР подается напряжение; II – на которую подается напряжение.

Коэффициент чувствительности МТЗ ввода при КЗ в конце защищаемого участка определяется по формуле

$$K_{ч} = I_{к. мин} / I_{с.з}, \quad (8.13)$$

где  $I_{к. мин}$  – минимальный ток при КЗ на стороне НН трансформатора.

Значение  $K_{ч}$  должно быть не менее 1,5 при выполнении МТЗ функций основной защиты шин и не менее 1,2 – при выполнении функций резервирования. Если чувствительность МТЗ оказывается неудовлетворительной, то применяются другие, более чувствительные защиты: например, МТЗ с блокировкой по напряжению, дистанционная защита и т. д.

Выдержка времени МТЗ ввода НН выбирается по условию селективности на ступень выше наибольшей выдержки времени  $t_{п}$  РЗ присоединений, питающихся от трансформатора, или времени  $t_{с.в}$  РЗ СВ:

$$t_1 = t_{п} + \Delta t, \quad (8.14)$$

где  $\Delta t$  – ступень селективности.

Выдержка времени МТЗ с зависимой характеристикой выбирается из условия (8.12) в предположении, что ток в реле равен току КЗ, проходящему через трансформатор в случае повреждения в начале ЛЭП, питаемой трансформатором. Защиту с зависимой характеристикой следует применять в тех случаях, когда посредством ее удастся ускорить отключение повреждения в трансформаторе или на шинах.

Уставки МТЗ трансформатора на стороне ВН выбираются по условию согласования по чувствительности с МТЗ ввода НН:

$$I_{с.з.тр} = K_{н.с} (I_{с.з.ввод} + I_{нагр}), \quad (8.15)$$

где  $K_{н.с}$  – коэффициент надежности согласования, принимается равным 1,2–1,3;  $I_{нагр}$  – ток нагрузки третьей обмотки трехобмоточного трансформатора. Для двухобмоточного трансформатора  $I_{нагр} = 0$ .

Чувствительность МТЗ трансформатора проверяется по формуле

$$K_{ч} = \frac{I_{к.мин}}{I_{с.з}}, \quad (8.16)$$

где  $I_{к.мин}$  – минимальный ток на стороне ВН трансформатора при КЗ на стороне НН. Вид КЗ определяется в соответствии с табл. 8.1. Значение  $K_{ч}$  должно быть не менее 1,2 при наличии защиты на выключателе ввода НН и 1,5 – при ее отсутствии.

Выдержка времени выбирается на ступень селективности больше, чем МТЗ вводов стороны НН или СН.

Если время срабатывания МТЗ трансформатора окажется больше 3 или 4 с, соответственно, для трансформаторов с ВН 110 и 35 кВ, то максимальную допустимую выдержку времени МТЗ трансформатора по условию перегрева согласно ГОСТ 11677–85 рассчитывают по формуле

$$t_{доп} = t_{макс} \left( \frac{I_{к.макс}}{I_{к.расч}} \right)^2 - t_{вв}, \quad (8.17)$$

где  $t_{макс}$  – 3 или 4 с, соответственно, для трансформаторов с номинальным напряжением стороны ВН 110 и 35 кВ;  $t_{вв}$  – собственное время отключения выключателя ввода стороны НН;  $I_{к.макс}$  – максимальный установившийся ток КЗ за трансформатором;  $I_{к.расч}$  – расчетный ток КЗ с учетом сопротивления питающей сети.

Формулу (8.15) можно упростить, используя сопротивление трансформатора  $X_{тр}$  и минимальное сопротивление питающей сети  $X_c$ :

$$t_{доп} = t_{макс} \left( \frac{X_{тр} + X_c}{X_{тр}} \right)^2 - t_{вв}. \quad (8.18)$$

**Пример 8.2.** Определить  $t_{\text{доп}}$  для трансформатора 110/6 кВ мощностью 16 МВ · А, если известны значение  $u_{\text{к.тр}} = 10,5\%$  и сопротивление системы в максимальном режиме  $X_c = 12$  Ом; принять  $t_{\text{вв}} = 0,1$  с.

**Решение.** Определим сопротивление трансформатора, приведенное к 115 кВ:

$$X_{\text{тр}} = \frac{10,5 \cdot 115^2}{100 \cdot 16} = 87 \text{ Ом.}$$

Определим максимальную допустимую выдержку времени МТЗ трансформатора по условию перегрева по выражению (8.18):

$$t_{\text{доп}} = 3 \left( \frac{87 + 12}{87} \right)^2 - 0,1 = 3,8 \text{ с.}$$

**8.5.3. Максимальная токовая защита с пуском по напряжению.** В ряде случаев не удается выполнить достаточно чувствительную защиту трансформатора только по току, особенно на подстанциях, питающих двигательную нагрузку. Для повышения чувствительности применяют защиту с блокировкой по напряжению.

Первичный ток срабатывания МТЗ с пуском по напряжению определяется по условию отстройки от тока нагрузки трансформатора без учета коэффициента самозапуска:

$$I_{\text{ср}} = K_{\text{отс}} I_{\text{раб.макс}} / K_{\text{в}}, \quad (8.19)$$

где  $I_{\text{раб.макс}}$  – принимается для однострансформаторной подстанции равным номинальному току трансформатора, а для двухтрансформаторной подстанции – с 40%-й перегрузкой.

Уставка срабатывания реле минимального напряжения выбирается исходя из следующих условий:

– возврата после отключения внешнего КЗ:

$$U_{\text{ср}} \leq U_{\text{мин}} / K_{\text{отс}} K_{\text{в}} K_U; \quad (8.20)$$

– отстройки от остаточного напряжения самозапуска после действия АПВ или АВР:

$$U_{\text{ср}} \leq U_{\text{с.з}} / K_{\text{отс}} K_U, \quad (8.21)$$

где  $U_{\text{мин}} = (0,65-0,8)U_{\text{ном}}$  – междуфазное напряжение в месте установки МТЗ в условиях самозапуска после отключения внешнего КЗ;

$U_{\text{ном}}/U_{\text{сзп}} = 0,7$ ;  $U_{\text{ном}}$  – междуфазное напряжение в месте установки МТЗ в условиях самозапуска после действия АПВ или АВР заторможенных электродвигателей;  $K_{\text{отс}}$  – коэффициент отстройки, равный 1,2;  $K_{\text{в}}$  – коэффициент возврата, равный 1,1.

Чувствительность МТЗ для токового реле определяется по выражению (8.16). Для реле минимального напряжения – по формуле

$$K_{\text{ч}} = U_{\text{с.з}} K_{\text{в}} / U_{\text{макс}}^{(3)}, \quad (8.22)$$

где  $U_{\text{макс}}^{(3)}$  – первичное значение междуфазного напряжения в месте установки МТЗ при металлическом трехфазном КЗ в расчетной точке в режиме, обуславливающем максимальное значение этого напряжения.

В соответствии с [1] для реле тока и напряжения необходимо обеспечить следующие коэффициенты чувствительности: 1,5 – при выполнении МТЗ функций основной защиты; 1,2 – при выполнении МТЗ функций резервирования.

Для выполнения защиты двухобмоточного трансформатора вполне достаточно установки на обеих сторонах двухэлементной токовой защиты. При этом для защиты трансформатора со схемой соединения  $Y/\Delta$  реле на стороне ВН должны быть включены на три ТТ, собранные по схеме треугольника. Отсечка стороны НН используется в качестве логической защиты шин. Максимальная токовая защита используется в качестве максимальной защиты ввода, а дополнительный токовый орган блокирует логическую ДЗТ стороны ВН. На стороне ВН МТЗ выполняет свои функции.

В табл. 8.1 приведены расчетные виды КЗ для определения коэффициента чувствительности МТЗ трансформаторов.

Таблица 8.1

**Вид короткого замыкания для определения  $K_{\text{ч}}$   
в зависимости от схем соединения обмоток трансформатора**

Схема соединения		Вид КЗ для расчета чувствительности
обмоток трансформатора	ТТ, к которым подключена МТЗ	
$Y/\Delta$	Треугольник	Двухфазное
$Y/Y$	Неполная звезда	Двухфазное
$Y/\Delta$	Неполная звезда с реле в обратном проводе	Трехфазное
$Y/\Delta$	Полная звезда	Трехфазное

При приведении значения тока срабатывания МТЗ на сторону ВН и расчете коэффициента чувствительности защиты необходимо принимать самый неблагоприятный случай, когда коэффициент трансформации трансформатора изменяется в диапазоне действия регулятора РПН.

**Пример 8.3.** Рассчитать ток срабатывания МТЗ трансформатора, установленного на двухтрансформаторной подстанции ГПП. Исходные данные:

– параметры трансформатора: тип ТДН-16000/115/6,6;  $\Delta U_{\text{РПН}} = \pm 16\%$ ; напряжения КЗ трансформатора при крайних и среднем положениях РПН:  $u_{\text{к.макс}} = 11,71\%$ ;  $u_{\text{к.мин}} = 9,8\%$ ;  $u_{\text{к.ср}} = 10,5\%$ .

– сопротивление энергосистемы в минимальном режиме при КЗ на шинах 110 кВ подстанции:  $X_{\text{с.мин}} = 30 \text{ Ом}$ ;

– максимальный рабочий ток нагрузки одного трансформатора при выведенном в ремонт втором трансформаторе составляет:

$$I_{\text{р.макс}} = 1,4I_{\text{ном}} = 1,4 \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 1960 \text{ А.}$$

**Решение.** Определим сопротивление трансформатора при максимальном допустимом напряжении обмотки ВН и значении  $u_{\text{к.макс}}$ :

$$X_{\text{тр макс}} = \frac{u_{\text{к макс}} U_{\text{ВН макс}}^2}{100S_{\text{н.тр}}} = \frac{11,71 \cdot 126^2}{100 \cdot 16} = 116 \text{ Ом.}$$

Значение минимального тока трехфазного КЗ за трансформатором, приведенного к сторонам ВН и НН:

$$I_{\text{к.минВН}}^{(3)} = \frac{U_{\text{ВНмакс}}}{\sqrt{3}(X_{\text{с.мин}} = X_{\text{тр.макс}})} = \frac{12600}{\sqrt{3}(30 + 116)} = 498 \text{ А;}$$

$$I_{\text{к.мин НН}}^{(3)} = I_{\text{к.мин ВН}}^{(3)} / K_{\text{тр.макс}} = 498 / (126/6,6) = 9512 \text{ А.}$$

Определим ток срабатывания МТЗ ввода 6 кВ (защита трансформатора на стороне НН). Расчетный режим – подача напряжения на трансформатор при максимальной нагрузке трансформатора по выражению (8.11):

$$I_{\text{с.з НН}} = K_{\text{н}} \cdot K_{\text{сзап}} \cdot I_{\text{р.макс}} / K_{\text{в}} = 1,2 \cdot 2,2 \cdot 1960 / 0,96 = 5390 \text{ А,}$$

где  $K_{\text{сзап}}$  – коэффициент самозапуска нагрузки; для общепромышленной нагрузки и городских сетей  $K_{\text{сзап}} = 2,2$ .

Коэффициент чувствительности защиты при КЗ на шинах 6 кВ:

$$K_{\text{ч}} = I_{\text{к.мин НН}}^{(2)} / I_{\text{с.з НН}} = 0,866 \cdot 9512 / 5390 = 1,53 > 1,5.$$

Определим ток срабатывания МТЗ трансформатора (защита ввода 110 кВ) при минимальном значении коэффициента трансформации трансформатора:

$$I_{\text{с.з ВН}} = \frac{K_{\text{нс}} I_{\text{с.з НН}}}{K_{\text{тр.мин}}} = \frac{1,25 \cdot 5390}{115(1 - 0,16)/6,6} = 460 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности МТЗ трансформатора при минимальном токе КЗ за трансформатором:

$$K_{\text{ч}} = I_{\text{к.мин ВН}}^{(3)} / I_{\text{с.з ВН}} = 498 / 460 = 1,08,$$

что недопустимо, так как меньше требуемого 1,2.

В данном выражении, поскольку применяется цифровое реле и ТТ на стороне ВН соединены в полную звезду, то ток двухфазного КЗ за трансформатором численно равен току трехфазного КЗ.

Если ТТ на стороне ВН соединить по схеме треугольника, то по табл. 8.1:

$$K_{\text{ч}} = I_{\text{к.мин ВН}}^{(2)} / I_{\text{с.з ВН}} = 0,866 \cdot 498 / 460 = 0,94.$$

В случае отсутствия защиты на стороне НН трансформатора (ввод 6 кВ) чувствительность МТЗ трансформатора должна быть повышена до значения 1,5.

Следовательно, простая МТЗ трансформатора не проходит по чувствительности. В данном случае применяют МТЗ с пуском по минимальному напряжению (можно принять  $U_{\text{с.з}} = 0,6U_{\text{ном}}$ ) и выбор уставок защит выполняют следующим образом:

– ток срабатывания МТЗ ввода 6 кВ по выражению (8.11) при  $K_{\text{сзп}} = 1$ :

$$I_{\text{с.з НН}} = K_{\text{н}} K_{\text{сзп}} I_{\text{р.макс}} / K_{\text{в}} = 1,2 \cdot 1 \cdot 1960 / 0,96 = 2450 \text{ А};$$

– ток срабатывания МТЗ трансформатора:

$$I_{\text{с.з ВН}} = \frac{K_{\text{нс}} I_{\text{с.з НН}}}{K_{\text{тр.мин}}} = \frac{1,25 \cdot 2450}{115(1 - 0,16)/6,6} = 210 \text{ А};$$

– коэффициент чувствительности МТЗ трансформатора с блокировкой по напряжению:

$$K_{\text{ч}} = I_{\text{к.мин ВН}}^{(2)} / I_{\text{с.з ВН}} = 0,866 \cdot 498 / 210 = 2,05,$$

что удовлетворяет требованиям [1].

**8.5.4. Расчет максимальных токовых защит на двухтрансформаторной подстанции.** Расчет параметров срабатывания МТЗ, установленных на секционном выключателе  $Q_{\text{с}}$ , на выключателе ввода 6 (10) кВ  $Q_{\text{в}}$  и на выключателе  $Q_{\text{т}}$  трансформатора взаимосвязан, поскольку каждый из этих элементов является либо предыдущим, либо последующим по отношению друг к другу. На рис. 8.15 приведена схема двухтрансформаторной подстанции.

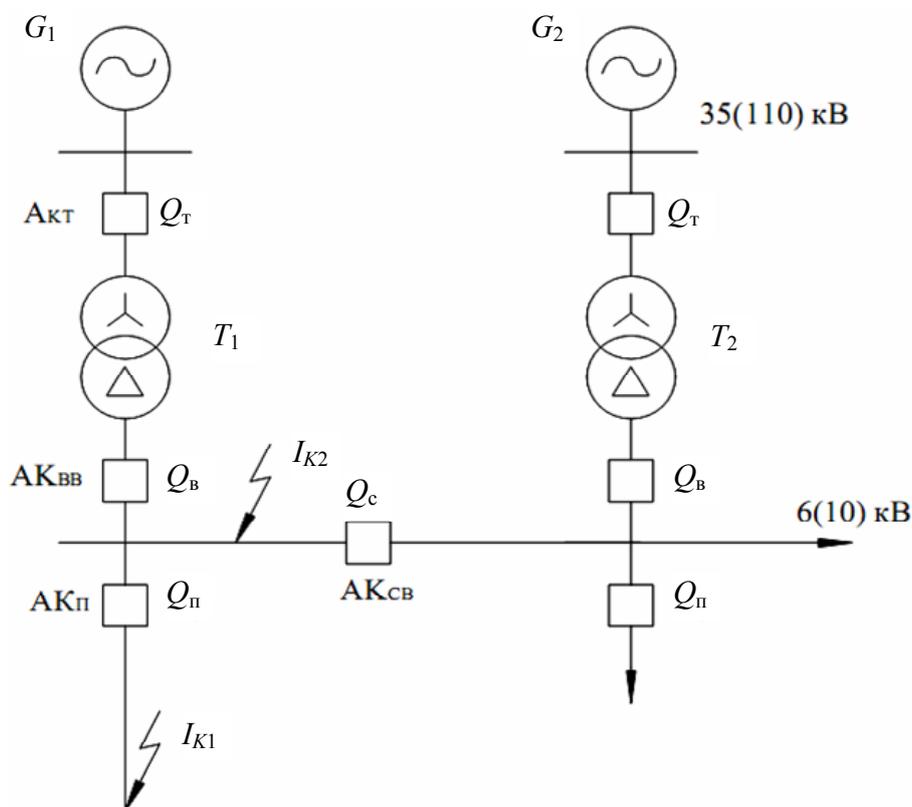


Рис. 8.15. Расчетная схема выбора уставок МТЗ на элементах ГПП

Для МТЗ выключателей  $Q_{\text{с}}$  и  $Q_{\text{в}}$  основной зоной защиты являются шины 6–10 кВ подстанции, а резервной зоной – присоединения  $Q_{\text{п}}$ .

Ток срабатывания МТЗ выбирается по трем условиям:

- 1) несрабатывание защиты при сверхтоках после аварийных перегрузок;
- 2) согласование чувствительности защит последующего и предыдущего элементов. За расчетный ток срабатывания защиты принимается значение наибольшего тока, из условий 1 и 2 для МТЗ;

3) обеспечение достаточной чувствительности при КЗ в конце защищаемого элемента (основная зона) и в конце каждого из предыдущих элементов (зона дальнего резервирования).

Таким образом, уставка по току МТЗ предыдущего элемента должна всегда быть больше уставки МТЗ последующего элемента, что частично обеспечивает токовую селективность, имея в виду разную кратность токов в рассматриваемых реле. Однако этого недостаточно для выполнения полной селективности защит.

При отсутствии электродвигателей 6 (10) кВ, подключенных к шинам подстанции, в качестве значения  $I_{\text{раб.макс}}$  можно принять для МТЗ  $Q_c - I_{\text{раб.макс}} = 0,7 \cdot I_{\text{ном.тр}}$ ; для МТЗ  $Q_b - I_{\text{раб.макс}} = 1,4 \cdot I_{\text{ном.тр}}$ , где  $I_{\text{ном.тр}}$  – номинальный ток трансформатора стороны НН.

Значение тока срабатывания МТЗ трансформатора ( $Q_t$ ) должно быть больше, чем уставка МТЗ ввода  $Q_b$ .

Проверка чувствительности МТЗ  $Q_c$  и  $Q_b$  производится по выражению (8.16), где в качестве значения тока КЗ основной зоны принимается ток  $I_{\text{к2мин}}^{(2)}$  (рис. 8.15) и тока КЗ в зоне резервирования –  $I_{\text{к1мин}}^{(2)}$ , т. е. тока КЗ в конце самой длинной линии присоединения.

Часто чувствительность МТЗ оказывается недостаточной при больших токах нагрузки. В этом случае применяют МТЗ с пуском по минимальному напряжению, тогда пусковой ток ЭД не учитывают и принимают коэффициент  $K_{\text{с.зап}}$  равным единице. Значение напряжения срабатывания пускового органа минимального напряжения принимают  $U_{\text{с.з}} = 0,6U_{\text{ном}}$ . Чувствительность пускового органа проверяется по условию

$$K_{\text{ч}} \geq \frac{U_{\text{с.з}}}{U_{\text{ост.макс}}} \geq \frac{U_{\text{с.з}}}{\sqrt{3}Z_{\text{к}}I_{\text{к1}}^{(3)}} \geq 1,2, \quad (8.23)$$

где  $Z_{\text{к}}$  – сопротивление кабельной (воздушной) линии наиболее протяженного присоединения.

Следует отметить, что чувствительность МТЗ трансформатора проверяется только при КЗ на шинах 6 (10) кВ, однако при этом необходимо учитывать схему соединения трансформаторов тока, установленных на стороне высшего напряжения, и группу соединения обмоток трансформатора. Например, если ТТ соединены в треугольник, а группа трансформатора  $Y/\Delta$ , то чувствительность МТЗ проверяется по формуле

$$K_{\text{ч}} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{\text{к.мин}}^{(3)} / I_{\text{с.з}}, \quad (8.24)$$

где  $I_{\text{к.мин}}^{(3)}$  – приведенный к стороне высшего напряжения трехфазный минимальный ток при КЗ на выводах низкого напряжения.

Коэффициент чувствительности защиты должен быть  $K_{\text{ч}} \geq 1,2$  при условии, что на вводе 6 (10) кВ стороны НН трансформатора установлена своя МТЗ и ее  $K_{\text{ч}} \geq 1,5$ . В последнем случае МТЗ трансформатора выполняется с двумя выдержками времени, с меньшей из них отключается ввод НН, а с большей – трансформатор.

Выбор времени срабатывания МТЗ производится в предположении, что все рассматриваемые защиты применяются с независимыми от тока выдержками времени. Поэтому исходной точкой для расчета выдержки времени МТЗ секционного выключателя является то присоединение  $Q_{\text{п}}$ , у которого МТЗ имеет наибольшую выдержку времени. Степень селективности принимают  $\Delta t = 0,2-0,3$  с.

**Пример 8.4.** Выбрать уставки максимальных токовых защит с применением цифровых реле на выключателях СВ– $Q_{\text{с}}$ , ввода 6 кВ –  $Q_{\text{в}}$  и трансформатора –  $Q_{\text{т}}$  ГПП (рис. 8.16), если известны: токи коротких замыканий на шинах 6 кВ  $I_{\text{ПО2 мин}}^{(3)} = 8,5$  кА;  $I_{\text{ПО2 макс}}^{(3)} = 12$  кА, ток КЗ в конце самого протяженного присоединения  $I_{\text{ПО1 мин}}^{(3)} = 7$  кА, на выключателе  $Q_{\text{п}}$  присоединения установлена МТЗ с уставками по току  $I_{\text{с.з.п}} = 300$  А и по времени  $t_{\text{с.з.п}} = 0,3$  с с независимой характеристикой срабатывания, трансформаторы Т1 и Т2 мощностью по  $S_{1\text{р}} = 16$  МВ · А имеют регуляторы РПН с  $\Delta U_{\text{рпн}} = \pm 16$  %, характер нагрузки – общепромышленный.

**Решение.** Распределение нагрузки по секциям шин 6 кВ неизвестно, поэтому для двухтрансформаторной подстанции максимальный ток нагрузки каждой секции принимается равным 0,7 номинального тока трансформатора:

$$I_{\text{ном.тр}} = \frac{S_{\text{тр}}}{\sqrt{3}U_{\text{нн}}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 1468 \text{ А};$$

$$I_{\text{макс.секц}} = 0,7 \cdot 1468 = 1027,6 \text{ А}.$$

1. Расчет уставок МТЗ секционного выключателя  $Q_{\text{с}}$ :  
– по условию отстройки от тока самозапуска:

$$I_{\text{с.з.с.в}} = \frac{K_{\text{н}}}{K_{\text{в}}} K_{\text{с.зап}} I_{\text{макс.секц}} = \frac{1,2}{0,95} \cdot 2,2 \cdot 1027,6 = 2855,6 \text{ А,}$$

где принимаем  $K_{\text{с.зап}} = 2,2$ ;

– по условию согласования по чувствительности с защитой отходящей линии:

$$I_{\text{с.з.с.в}} = K_{\text{н.с}} (I_{\text{с.зап}} + I_{\text{макс.секц}}) = 1,1(400 + 1027,6) = 1570,4 \text{ А;}$$

ток срабатывания защиты принимаем равным 2855,6 А;

– проверка чувствительности МТЗ производится по минимальному току двухфазного КЗ:

1) в основной зоне:

$$K_{\text{ч.о}} = I_{\text{ПО2МИН}}^{(2)} / I_{\text{с.з.с.в}} = 0,867 \cdot 8500 / 2855,6 = 2,58 > 1,5;$$

2) в зоне резервирования:

$$K_{\text{ч.р}} = I_{\text{ПО1МИН}}^{(2)} / I_{\text{с.з.с.в}} = 0,867 \cdot 7000 / 2855,6 = 2,12 > 1,2;$$

– уставка МТЗ по времени:

$$t_{\text{с.з.с.в}} = t_{\text{с.зап}} + \Delta t = 0,4 + 0,2 = 0,6 \text{ с.}$$

2. Расчет уставок МТЗ ввода 6 кВ:

– через выключатель ввода и трансформатор в результате успешной работы АВР проходит сумма токов нагрузки одной секции и самозапуска другой, поэтому по условию отстройки от тока самозапуска:

$$I_{\text{с.з.в}} = \frac{K_{\text{н}}}{K_{\text{в}}} (K_{\text{с.зап}} I_{\text{макс.с.в}} + I_{\text{макс.с.в}}) = \frac{1,2}{0,95} (2,2 \cdot 1027,6 + 1027,6) = 4153,7 \text{ А;}$$

– по условию согласования с защитой секционного выключателя:

$$I_{\text{с.з.в}} = K_{\text{н.с}} (I_{\text{с.з.с.в}} + I_{\text{макс.секц}}) = 1,1 \cdot (2855,6 + 1027,6) = 4271,5 \text{ А;}$$

ток срабатывания защиты принимаем равным 4271,5 А;

– чувствительность защиты в основной зоне:

$$K_{\text{ч.о}} = 0,867 \cdot 8500 / 4271,5 = 1,725 > 1,5;$$

– чувствительность защиты в зоне резервирования:

$$K_{\text{ч.р}} = 0,867 \cdot 7000 / 4271,5 = 1,42 > 1,2;$$

– уставка защиты по времени  $t_{\text{с.з.в}} = 0,6 + 0,2 = 0,8 \text{ с.}$

### 3. Расчет уставок МТЗ трансформатора:

– расчетный режим по отстройке от тока самозапуска – подача напряжения на трансформатор, питающий одновременно обе секции (ремонтный режим подстанции):

$$I_{\text{с.з.трНН}} = \frac{K_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}} K_{\text{с.з.п}} 2I_{\text{макс.секц}} = \frac{1,2}{0,95} 2,2 \cdot 2 \cdot 1027,6 = 5711,3 \text{ А};$$

– этот же ток срабатывания защиты, но приведенный к стороне ВН при минимальном коэффициенте трансформации трансформатора Т1 за счет действия переключателя РПН будет равен:

$$I_{\text{с.з.трВН}} = I_{\text{с.з.трНН}} \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВНср}} (1 - \Delta U_{\text{РПН}})} = 5711,3 \frac{6,3}{115(1 - 0,16)} = 372,5 \text{ А};$$

– по условию согласования с защитой ввода 6 кВ с учетом изменения коэффициента трансформации имеем:

$$\begin{aligned} I_{\text{с.з.трВН}} &= K_{\text{н.с}} (I_{\text{с.з.в}} + I_{\text{нагр.35кВ}}) \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВНср}} (1 - \Delta U_{\text{РПН}})} = \\ &= 1,2(4271,5 + 0) \frac{6,3}{115(1 - 0,16)} = 326,5; \end{aligned}$$

ток срабатывания защиты принимаем равным 372,5 А;

– уставка защиты по времени  $t_{\text{с.з.тр}} = 0,8 + 0,3 = 1,1 \text{ с};$

– проверка чувствительности защиты трансформатора производится по минимальному току КЗ на шинах 6 кВ, приведенному к стороне ВН при максимальном реально возможном коэффициенте трансформации за счет РПН (126 кВ):

$$I_{\text{к2мин ВН}}^{(3)} = I_{\text{к2мин НН}}^{(3)} \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН макс}}} = 8500 \frac{6,3}{126} = 425 \text{ А}.$$

Учитывая, что трансформаторы тока на стороне ВН соединены в звезду, то коэффициент чувствительности составит:

$$K_{\text{ч}} = I_{\text{ПО2 мин ВН}}^{(3)} / I_{\text{с.з.трВН}} = 425 / 372,5 = 1,141 < 1,2.$$

Так как чувствительность защиты трансформатора недостаточна, то необходимо применить МТЗ с пуском по минимальному напряжению, причем пусковой орган минимального напряжения выполняется общим для защит на сторонах ВН и НН, а уставку его мож-

но принять равной  $0,6U_{ном}$ . В этом случае уставки защит по току выбираются только по условию согласования их по чувствительности, а функцию отстройки защит от тока самозапуска выполняет пусковой орган минимального напряжения, и коэффициент самозапуска принимается равным единице.

В соответствии с вышеприведенным расчетом ток срабатывания МТЗ секционного выключателя вычисляется:

$$I_{с.з.св} = \frac{K_H}{K_B} K_{с.з.п} I_{макс.секц} = \frac{1,2}{0,95} 1,0 \cdot 1027,6 = 1297,9 \text{ А};$$

– уставка по току защиты ввода 6 кВ:

$$I_{с.з.в} = 1,1(1297,9 + 1027,6) = 2558, \text{ А};$$

– уставка по току защиты трансформатора:

$$I_{с.з.трВН} = 1,2 \cdot 2558 \frac{6,3}{115(1 - 0,16)} = 200,2 \text{ А};$$

– проверка чувствительности защиты секционного выключателя:

$$K_{ч.о} = 0,867 \cdot 8500 / 1297,9 = 5,67;$$

– проверка чувствительности защиты ввода:

$$K_{ч.о} = 0,867 \cdot 8500 / 2558 = 2,88;$$

– проверка чувствительности защиты трансформатора:

$$K_{ч.о} = 425 / 200,2 = 2,12;$$

– защита трансформатора

$$K_{ч} = 425 / 223 = 1,9.$$

**8.5.5. Максимальная токовая защита трансформаторов, питающих высоковольтные электродвигатели.** На рис. 8.16 приведена схема двухтрансформаторной подстанции ГПП. Выбор параметров срабатывания максимальных токовых защит, установленных на секционном выключателе  $Q_{с.в}$ , выключателе ввода 6 (10) кВ  $Q_{в}$  и выключателе  $Q_{т}$  трансформатора, взаимосвязан, поскольку каждый из этих элементов является либо предыдущим, либо последующим по отношению друг к другу.

Для МТЗ выключателей  $Q_{с.в}$  и  $Q_{в}$  основной зоной защиты являются шины 6 кВ подстанции, а резервной зоной – присоединения  $Q_{п}$ . Исходя из этого, при выборе тока срабатывания МТЗ справедливы выражения для МТЗ. Однако при определении коэффициента самозапуска  $K_{с.зап}$  и значения  $I_{раб.макс}$  возникает ряд трудностей, особенно если к шинам подстанции подключены электродвигатели (ЭД) напряжением выше 1 кВ. В данном случае необходимо учитывать пусковые токи электродвигателей. Если подстанция не оборудована специальными устройствами, обеспечивающими самозапуск двигателей при кратковременной потере питания, то за максимальную нагрузку с учетом коэффициента  $K_{с.зап}$  принимается режим пуска одного электродвигателя при максимальном (реально возможном) количестве включенных присоединений:

$$K_{с.зап} I_{раб.макс} = U_{НН ср} / [\sqrt{3}(x_{НН мин} + x_{эк})]; \quad (8.25)$$

$$x_{эк} = \frac{x'' d K x_{нагр.сум}}{x'' d + K x_{нагр.сум}},$$

где  $x_{НН мин}$  – минимальное сопротивление источника питания (система плюс трансформатор), приведенное к шинам стороны НН;  $x_{эк}$  – эквивалентное сопротивление заторможенного двигателя ( $x'' d$ ) и суммарной нагрузки присоединений  $x_{нагр.сум}$ ;  $K$  – коэффициент увеличения тока нагрузки за счет провала напряжения, вызванного пуском электродвигателя; принимается равным 0,8.

Выражение (8.25) справедливо как для МТЗ ввода, так и для МТЗ СВ, имея в виду, что через  $Q_{в}$  может проходить нагрузка обеих секций шин, а через  $Q_{с}$  – только одной (при ремонтном режиме работы подстанции). При отсутствии электродвигателей 6 кВ, подключенных к шинам подстанции в качестве значения  $I_{раб.макс}$  можно принять: для МТЗ  $Q_{с}$   $I_{раб.макс} = 0,7 I_{ном.тр}$ ; для МТЗ  $Q_{в}$   $I_{раб.макс} = 1,4 I_{ном.тр}$ , где  $I_{ном.тр}$  – номинальный ток трансформатора стороны НН.

Значение тока срабатывания МТЗ трансформатора ( $Q_{т}$ ) должно быть больше, чем уставка МТЗ ввода  $Q_{в}$ .

Проверка чувствительности МТЗ  $Q_{с}$  и  $Q_{в}$  производится по выражениям (8.23) или (8.24), где в качестве значения тока КЗ основной зо-

ны принимается ток  $I_{к2\text{мин}}^{(2)}$ , а тока КЗ в зоне резервирования –  $I_{к1\text{мин}}^{(2)}$ , т. е. ток КЗ – в конце самой длинной линии присоединения. Часто чувствительность МТЗ оказывается недостаточной за счет больших токов нагрузки. В данном случае применяют МТЗ с пуском по минимальному напряжению, тогда пусковой ток электродвигателя не учитывают, а в выражении (8.11) коэффициент  $K_{с.зап}$  принимают равным единице. Обычно значение напряжения срабатывания пускового органа минимального напряжения принимают  $U_{с.з} = 0,6U_{\text{ном}}$ . Чувствительность пускового органа проверяется по следующему условию:

$$K_{\text{ч}} \geq \frac{U_{с.з}}{U_{\text{ост.макс}}} \geq \frac{U_{с.з}}{\sqrt{3}r_{\text{к}} \cos \varphi_{\text{к}} \cdot I_{\text{к1}}^{(3)}} \geq 1,2, \quad (8.26)$$

где  $r_{\text{к}}$  – активное сопротивление кабельной (воздушной) линии наиболее протяженного присоединения;  $\cos \varphi_{\text{к}}$  – коэффициент мощности КЗ; для кабельных линий принимается 0,8–0,85.

Условие (8.26) по [1] допускается не выполнять, если это связано со значительным усложнением защиты.

Следует отметить, что чувствительность МТЗ трансформатора проверяется только при КЗ на шинах 6 (10) кВ, однако при этом необходимо учитывать схему соединения ТТ, установленных на ВН, и группу соединения обмоток трансформатора. Например, если ТТ соединены в треугольник, а группа трансформатора  $Y/\Delta$ , то чувствительность МТЗ проверяется по формуле (8.24).

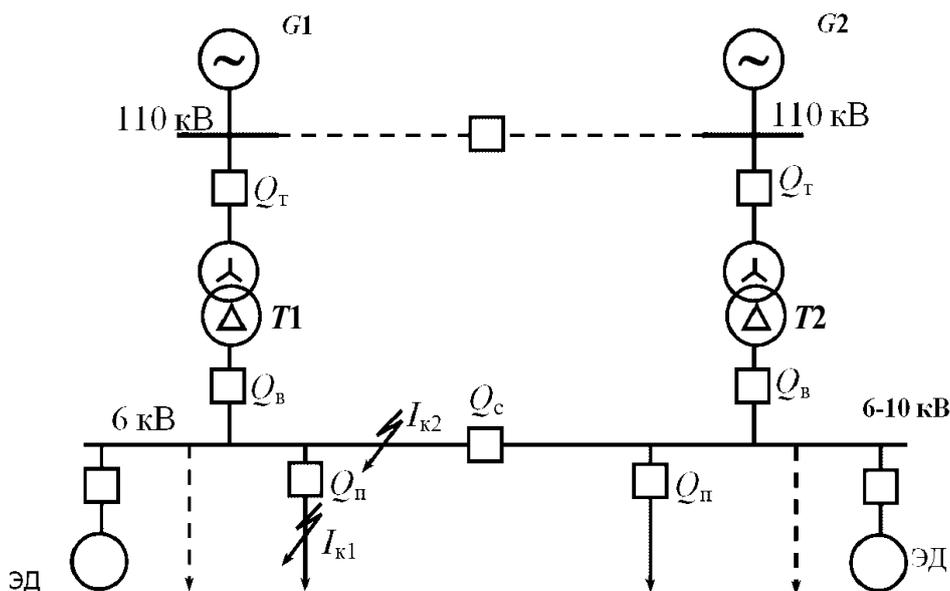


Рис. 8.16. Расчетная схема для выбора уставок МТЗ на элементах ГПП

При ТТ, соединенных в звезду,  $K_{\text{ч}} = I_{\text{к.мин}}^{(3)} / I_{\text{с.з}}$ . Подчеркнем, что с цифровыми реле ТТ соединяются в звезду.

Коэффициент чувствительности защиты должен быть  $K_{\text{ч}} \geq 1,2$ , при условии, что на вводе 6 (10) кВ стороны НН трансформатора установлена своя МТЗ, и  $K_{\text{ч}} \geq 1,5$  – при ее отсутствии. В последнем случае МТЗ трансформатора выполняется с двумя выдержками времени, с меньшей из них отключается ввод НН, а с большей – трансформатор.

Выбор времени срабатывания МТЗ производится по выражению (8.14), имея в виду, что все рассматриваемые защиты применяются с независимыми от тока выдержками времени. Поэтому исходной точкой для расчета выдержки времени МТЗ СВ является то присоединение  $Q_{\text{п}}$ , у которого МТЗ имеет наибольшую выдержку времени. Если на указанном присоединении применяется зависящая от тока выдержка времени, то необходимо построить карту селективности и определить минимально возможное время срабатывания МТЗ СВ, а далее, прибавляя ступени селективности  $\Delta t = 0,3$  с, находят выдержки времени МТЗ ввода и трансформатора. При однофазном КЗ на линии 110 кВ в защите трансформатора в случае соединения ТТ в звезду появляется ток нулевой последовательности, который может вызвать ложное отключение трансформатора, поэтому в большинстве цифровых реле ток нулевой последовательности устраняется расчетом. Если такой блокировки нет, то выдержка времени МТЗ трансформатора должна быть больше времени срабатывания защиты нулевой последовательности линии.

По времени остаются ранее выбранные уставки защит.

Если по условию данного примера к шинам подстанции (рис. 8.17) подключены два электродвигателя типа СТД-4000 с  $U_{\text{ном}} = 6,1$  кВ,  $I_{\text{ном}} = 430$  А и  $K_{\text{п}} = 6,7$  (самозапуск электродвигателя предусмотрен), то расчет уставок МТЗ ввода 6 кВ следующий:

– сопротивление заторможенного одного электродвигателя:

$$x''d = 6100 / (\sqrt{3} \cdot 430 \cdot 6,7) = 1,22 \text{ Ом};$$

– максимальный ток сторонней нагрузки:

$$I_{\text{н. сум}} = 2052 - 2 \cdot 430 = 1192 \text{ А};$$

– сопротивление сторонней нагрузки:

$$x_{\text{н. сум}} = 6300 / (\sqrt{3} \cdot 1192) = 3,05 \text{ Ом};$$

– эквивалентное сопротивление при самозапуске двух электродвигателей:

$$x_{\text{эк}} = \frac{x'' d K x_{\text{нагр. сум}}}{x'' d + K x_{\text{нагр. сум}}} = \frac{0,61 \cdot 0,8 \cdot 3,05}{0,61 + 0,8 \cdot 3,05} = 0,49 \text{ Ом};$$

– ток самозапуска в максимальном режиме системы при сопротивлении системы и трансформатора  $x_{\text{НН мин}} = 0,3 \text{ Ом}$ :

$$I_{\text{с. зап. макс}} = 6300 / [(\sqrt{3}(0,3 + 0,49))] = 4610 \text{ А};$$

– ток срабатывания защиты ввода:

$$I_{\text{с.з}} = 4610 \cdot 1,2 / 0,96 = 5763 \text{ А}.$$

Как и в предыдущем случае, чувствительность защиты будет недостаточная, поэтому применяем МТЗ с пуском по минимальному напряжению с той же уставкой  $I_{\text{с.з}} = 2855 \text{ А}$ .

Однако в данном случае необходимо рассчитать уставку пускового органа минимального напряжения. Минимальное остаточное напряжение на шинах при самозапуске:

$$U_{\text{мин}} = \frac{1,05 U_{\text{ном}} x_{\text{эк}}}{x_{\text{НН мин}} + x_{\text{эк}}} = \frac{1,05 U_{\text{ном}} \cdot 0,49}{0,3 + 0,49} = 0,65 U_{\text{ном}}.$$

Тогда

$$U_{\text{с.з}} = U_{\text{мин}} / (K_{\text{н}} K_{\text{в}}) = 0,65 U_{\text{ном}} / (1,1 \cdot 1,04) = 0,57 U_{\text{ном}},$$

где  $K_{\text{в}}$  – коэффициент возврата реле минимального напряжения.

**8.5.6. Расстановка МТЗ на трехобмоточных трансформаторах.** На трансформаторах с расщепленными обмотками НН (обычно 6, 10 кВ) по условию селективности (при КЗ на шинах или на ВЛ НН) в цепи каждой обмотки, питающей соответствующую секцию шин, достаточно установить МТЗ ввода (рис. 8.17, а) с двумя токовыми реле, подключенными к ТТ, соединенным по схеме неполной звезды.

Для повышения надежности защиты стороны НН, расположенные в шкафах КРУ выключателей вводов 6, 10 кВ, с первой выдержкой времени действуют на отключение своих выключателей ( $Q1$  и  $Q2$ ), а со второй (большей на ступень селективности) – на отключение выключателя ВН ( $Q3$ ).

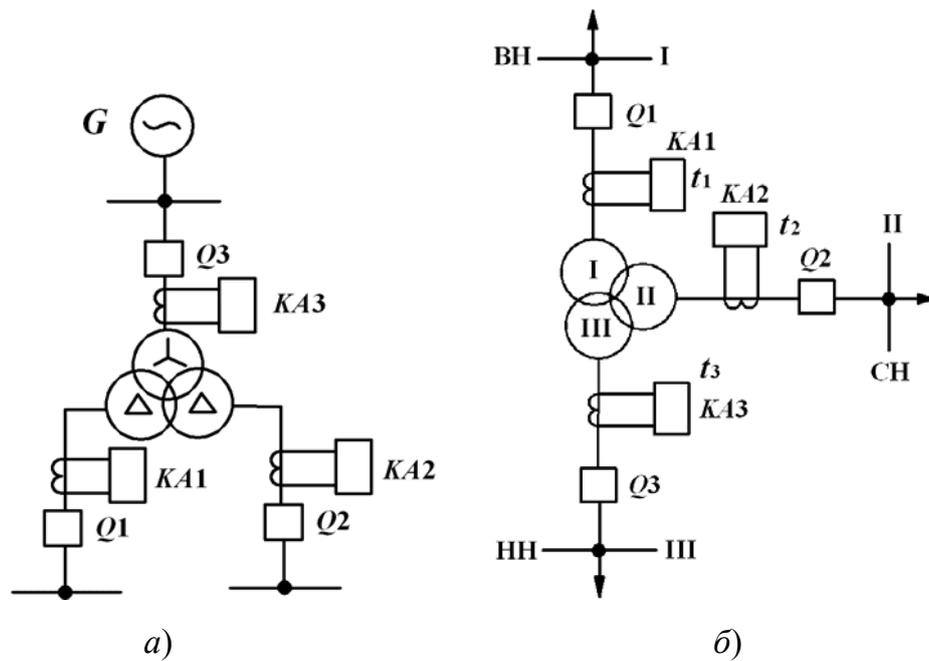


Рис. 8.17. Размещение МТЗ на сторонах ВН и НН двухобмоточного понижающего трансформатора с расщепленными обмотками (а); трехобмоточного понижающего трансформатора с односторонним питанием (б)

Максимальная токовая защита на стороне ВН действует на выходные промежуточные реле РЗ трансформатора с выдержкой времени, равной второй выдержке времени МТЗ ответвлений к секциям I (II) шин 6, 10 кВ. Таким образом, МТЗ стороны ВН осуществляет резервирование основных РЗ трансформатора и МТЗ стороны НН. Предусматривается автоматическое ускорение МТЗ вводов НН, установленных на ответвлениях к шинам НН, при включении соответствующего выключателя 6–10 кВ, благодаря чему ускоряется его отключение в случае подачи напряжения на поврежденные шины или случайно оставленные после ремонта заземления. Ускорение выполняется с выдержкой времени (0,3–0,5 с) для отстройки от броска пускового тока. Ускорение вводится в работу сразу после включения выключателя ввода, затем через 1 с выводится.

Защита трехобмоточных понижающих трансформаторов при внешних КЗ должна обеспечивать селективное отключение только той обмотки трансформатора, которая непосредственно питает место повреждения. Так, при КЗ на шинах III (рис. 8.17, б) должен отключиться выключатель Q3, обмотки трансформатора I и II должны остаться в работе.

На трехобмоточных трансформаторах с односторонним питанием (например, от шин I на обмотках II и III устанавливаются самостоятельные комплекты МТЗ (*КА2* и *КА3* на рис. 8.18, б), действующие на соответствующие выключатели. На обмотке I, питающей трансформатор, устанавливается третий комплект МТЗ *КА1*, предназначенный для отключения трансформатора при КЗ в нем и резервирования МТЗ и выключателей обмоток II и III. Выдержка времени  $t_1$  выбирается больше  $t_2$  и  $t_3$ . Токовые РЗ на сторонах НН и СН выполняются в двухрелейном исполнении и подключаются к ТТ, соединенным по схеме неполной звезды.

Для выполнения защиты на трансформаторе с расщепленной обмоткой стороны НН вполне достаточно установки на стороне ВН и обеих сторонах НН двухэлементной токовой защиты. При этом для защиты трансформатора со схемой соединения  $Y/\Delta$  реле (за исключением цифровых реле) на стороне ВН должны быть включены на три ТТ, собранных по схеме треугольника. Отсечка сторон НН используется в качестве логической защиты шин. Максимальная токовая защита используется в качестве максимальной защиты ввода, а дополнительный токовый орган обоих комплектов блокирует логическую ДЗТ трансформатора стороны ВН. На стороне ВН максимальная защита выполняет свои функции, а ТО – логическую ДЗТ.

Для трехобмоточного трансформатора со стороны ВН необходимо применить трехфазную защиту, включенную на ТТ, собранные в звезду или треугольник. Обычно предпочтительна схема звезды, так как эта схема более чувствительна к КЗ на стороне НН трансформатора, собранной по схеме треугольника, обычно сопротивление трансформатора в сторону НН больше, чем в сторону СН, и токи КЗ на стороне НН в процентном отношении меньше. На стороне НН и СН достаточно двухрелейной защиты. Вполне очевидно, что цифровые защиты, например, серии MiCOM P121–124, можно применить на всех трех сторонах трансформатора. Оставшиеся в этих устройствах ступени защиты можно использовать для сигнализации перегрузки, блокировки РПН, пуска автоматики охлаждения, также выполнять функцию ЗМН в схеме АВР секций шин.

## 8.6. Токовая отсечка трансформатора

Токовая отсечка – простая быстродействующая РЗ от повреждений в трансформаторе. Она может использоваться на трансформаторах мощностью до 4000 кВ · А. Зона действия отсечки ограничена, она не действует при витковых замыканиях и замыканиях на землю в обмотке, работающей на сеть с малым током замыкания на землю. Отсечка устанавливается с питающей стороны трансформатора и выполняется без выдержки времени.

На трансформаторах в сети с глухозаземленной нейтралью отсечка устанавливается в трех фазах, а в сети с изолированной нейтралью – в двух фазах. Ток срабатывания отсечки отстраивается от максимального тока КЗ при повреждении за трансформатором:

$$I_{с.з} = K_{отс} I_{к.макс}, \quad (8.27)$$

где  $K_{отс} = 1,25-1,5$  (последнее значение для реле типа РТ-80 и РТ-90). Кроме того, ТО должна отстраиваться от броска намагничивающего тока, однако уставка, выбранная по первому условию, как правило, больше.

В зону действия отсечки входят ошиновка, выводы и часть обмотки трансформатора со стороны питания. Токовая отсечка, являющаяся защитой от внутренних повреждений, должна отключать трансформатор со всех сторон, имеющих источники питания. Достоинством отсечки являются ее простота и быстродействие. Токовая отсечка в сочетании с МТЗ и газовой защитой обеспечивает надежную защиту трансформаторов малой мощности.

Коэффициент чувствительности ТО определяется по формуле (8.16), где  $I_{к.мин}$  – минимальный ток КЗ при повреждении на выводах ВН трансформатора. Коэффициент чувствительности должен быть не менее 2.

## 8.7. Защита от перегрузки трансформатора

Трансформаторы допускают перегрузку в течение значительного времени. Поэтому при наличии оперативного персонала защита от перегрузки трансформатора действует на сигнал. При отсутствии оперативного персонала на объекте контроль за перегрузкой трансформатора может осуществляться средствами телемеханики. Защита от перегрузки на объектах без постоянного дежурного персонала может действовать на разгрузку или отключение (при невозможности

ликвидации перегрузки другими средствами). Защита от перегрузки согласно [1] устанавливается на трансформаторах мощностью 400 кВ · А и более. Защита от перегрузки при симметричной нагрузке может осуществляться токовым реле, установленным в одной фазе.

Для обеспечения защиты от перегрузки всех обмоток трансформатора следует руководствоваться следующим размещением устройств сигнализации перегрузки:

- на двухобмоточных трансформаторах – с одной стороны;
- на трехобмоточных трансформаторах с обмотками одинаковой мощности – со стороны питания (обычно ВН). На трансформаторах с возможным питанием с двух сторон – со всех трех сторон;
- на трансформаторах, имеющих обмотки разной мощности, – со всех трех сторон.

Таким образом, для того чтобы охватить все возможные режимы и параметры трансформатора, целесообразно установить сигнализацию перегрузки на всех трех сторонах трехобмоточного трансформатора.

Ток срабатывания защиты от перегрузки с действием на сигнал определяется по условию возврата защиты при номинальном токе нагрузки трансформатора:

$$I_{\text{сзп}} = K_{\text{отс}} I_{\text{ном}} / K_{\text{в}}, \quad (8.28)$$

где  $K_{\text{отс}}$  – коэффициент отстройки; принимается равным 1,05;  $I_{\text{ном}}$  – номинальный ток стороны трансформатора, где установлена защита, с учетом регулирования на данной стороне; принимается равным номинальному току ответвления с наибольшим током;  $K_{\text{в}}$  – коэффициент возврата устройства; для реле РТ-40 коэффициент возврата принимается равным 0,8; для микропроцессорных защит может быть принят равным 0,96.

Время срабатывания защиты от перегрузки, во избежание ложных сигналов, должно превышать время работы защиты и восстановления нормального режима действием автоматики снижения пускового тока нагрузки до номинального. Общепринятая в энергосистемах выдержка времени равна 9 с. Она устанавливается одинаковой на всех устройствах сигнализации, не имеющих специальных требований к выдержке времени.

В состав специализированных микропроцессорных устройств защиты трансформаторов, а также вводов входят защиты от перегрузки, имеющие тепловую характеристику, включающую постоянные времени нагрева и охлаждения трансформатора. Таким образом, мож-

но выполнить защиту от перегрузки, учитывающую предварительный нагрев трансформатора и максимально использующую его перегрузочную способность. Формулы, по которым производится расчет перегрузки, отличаются для цифровых реле разных типов.

## 8.8. Токовая защита нулевой последовательности на стороне 0,4 кВ

Токовая защита нулевой последовательности устанавливается на трансформаторах с соединением обмотки НН в звезду с заземленной нейтралью. Измерительным органом защиты является одно максимальное реле тока  $KT_0$ , включенное через трансформатор тока в нейтраль. В нормальном режиме работы трансформатора с симметричной нагрузкой в заземленной нейтрали проходит только ток небаланса, от которого рассматриваемая защита должна быть надежно отстроена. При КЗ на землю на шинах или в сети НН через заземленную нейтраль проходит ток однофазного КЗ ( $I_K^{(1)} = 3I_0$ ), вызывающий срабатывание токовой защиты нулевой последовательности. По сравнению с МТЗ эта защита всегда имеет более высокую чувствительность к однофазным КЗ, поскольку ее не нужно отстраивать от сверхтоков при самозапусках и перегрузках, которые являются симметричными режимами и не сопровождаются появлением токов нулевой последовательности.

Защита нулевой последовательности устанавливается в соответствии с [1] в тех случаях, когда МТЗ на стороне ВН недостаточно чувствительна к однофазным КЗ на землю за трансформатором. Практически это имеет место на трансформаторах со схемой соединения обмоток  $Y/Y_n$ , у которых  $I_K^{(1)} \ll I_K^{(3)}$ . На трансформаторах со схемой соединения обмоток  $\Delta/Y_n$ , для которых  $I_K^{(1)} = I_K^{(3)}$  МТЗ на стороне ВН, как правило, имеет достаточную чувствительность к однофазным КЗ на выводах НН. Однако и на этих трансформаторах целесообразно устанавливать токовую защиту нулевой последовательности в качестве резервной для МТЗ трансформатора (ближнее резервирование), а также защитных аппаратов элементов сети НН (дальнее резервирование). При применении реле УЗА-10 для этой цели можно использовать свободный элемент  $3I_0$ , который можно подключить к нейтрали 0,4 кВ

трансформатора. Расчет уставок состоит из выбора тока срабатывания защиты  $I_{с.з}$  и времени срабатывания защиты  $t_{с.з}$ .

Ток срабатывания защиты выбирается по следующим условиям, обеспечивающим:

– несрабатывание (отстройку) от токов, которые могут проходить по заземленной нейтрали обмотки НН трансформатора при несимметричной нагрузке в нормальном режиме;

– согласование по току и по времени с защитами элементов, отходящих от шин НН;

– необходимые значения коэффициента чувствительности при однофазном КЗ в основной зоне действия (на шинах НН) и в зоне резервирования (на элементах сети НН при отказе их собственных защит).

Максимально допустимый в нормальном режиме ток в заземленной нейтрали обмотки НН  $3I_{0\text{ доп}}$  для трансформаторов  $Y/Y_n$  равен  $0,25 I_{\text{ном.тр}}$ , для трансформаторов  $\Delta/Y_n$  –  $0,75 I_{\text{ном.тр}}$ . Для обеспечения несрабатывания защиты при появлении таких токов в нейтрали ток срабатывания должен быть примерно в 1,5–2 раза выше:

$$I_{с.з} = (1,5-2)3I_{0\text{ доп}}. \quad (8.29)$$

Согласование рассматриваемой защиты трансформатора с защитами элементов, отходящих от шин на стороне НН, согласно [1] не считается обязательным. Это объясняется тем, что выполнение условия согласования с защитными характеристиками автоматов и предохранителей относительно мощных элементов 0,4 кВ приводит к загромождению защиты трансформатора. Однако отсутствие согласования по чувствительности между последующей защитой трансформатора и предыдущими защитами отходящих элементов часто вызывает неселективное отключение питающего трансформатора при таких КЗ, когда защита предыдущего элемента оказывается недостаточно чувствительной. Наилучшие условия для согласования обеспечиваются в тех случаях, когда на относительно мощных элементах 0,4 кВ устанавливается дополнительная токовая защита нулевой последовательности без выдержки времени, действующая на отключение автомата. Такая защита предусматривается для электродвигателей 0,4 кВ, начиная от мощности 100 кВт. При токе срабатывания, выбранном только по первому условию, рассматриваемая защита всегда имеет достаточный коэффициент чувствительности при однофазных КЗ на ши-

нах НН и, как правило, в зоне резервирования, если первичная схема сети НН создана с учетом требований дальнего резервирования.

Время срабатывания защиты нулевой последовательности от КЗ на землю выбирается по возможности минимальным. Если на элементах сети 0,4 кВ имеется дополнительная защита нулевой последовательности без выдержки времени, то защиты нулевой последовательности на вводах 0,4 кВ трансформатора могут иметь  $t_{с.з} = 0,4$  с, а в нейтрали – на ступень селективности выше, т. е. 0,8 с.

## 8.9. Резервирование защит трансформатора

Практика эксплуатации защит трансформаторов показала, что эти защиты могут отказать независимо от того, выполнены ли эти защиты на постоянном или переменном оперативном токе. Может быть потерян источник оперативного тока – если это аккумуляторная батарея, то она единственная, а цепи защиты на переменном токе сходятся на один комплект катушек отключения, и эти цепи также могут быть повреждены.

Источником оперативного тока устройства резервирования защит должен быть ТТ, по возможности не имеющий длинных цепей, которые могут быть повреждены электрической дугой. Для этого устройство должно располагаться вблизи трансформатора и связываться с ТТ и отключаемым аппаратом короткими кабелями. Устройство должно действовать на отдельный электромагнит отключения или на другой коммутационный аппарат.

Учитывая изложенное выше, разработано устройство защиты типа ПУМА 3431. Устройство выполнено для наружной установки и располагается непосредственно на ОРУ. Оно подключается короткими кабелями к ТТ, встроенным в трансформатор со стороны ВН. Источником оперативного тока является энергия конденсатора, заряжающегося от тока защищаемого трансформатора. Потребление тока для заряда конденсаторов невелико и эти ТТ можно одновременно использовать для питания других защит, хотя для надежности лучше использовать отдельный комплект ТТ.

Для отключения выключателя с электромагнитным приводом, имеющего один соленоид отключения, предусмотрена диодная развязка, позволяющая подключить реле совместно с другими защитами на один соленоид отключения.

Если в результате первого срабатывания аппарат не отключится, то после повторного заряда конденсатора устройство опять подейст-

вует, и так будет продолжаться до тех пор, пока не исчезнет ток КЗ и защита не вернется в исходное состояние.

**Выбор уставок резервной защиты ПУМА 3431.** Ток срабатывания резервной защиты согласовывается с током срабатывания максимальной защиты трансформатора:

$$I_{с.з. РЗТ} = 1,1 \cdot I_{с.з. МТЗ}. \quad (8.30)$$

Выдержка времени на включение короткозамыкателя принимается на ступень большей МТЗ стороны ВН для учета возможной погрешности реле:

$$t_{с.з. РЗТ} = t_{с.з. МТЗ} + \Delta t, \quad (8.31)$$

где  $\Delta t = 0,5$  с – ступень селективности.

Выдержка времени на отключение отделителя выбирается таким образом, чтобы обеспечить отключение питающей линии, если сработает ее защита, до отключения под током отделителя.

*Первое условие.* Должны успеть включиться короткозамыкатель действием штатной МТЗ трансформатора и отключиться питающая линия действием ее защиты до того, как отключится отделитель:

$$t_{с.з. РЗТ} = t_{с.з. МТЗ} + t_{вкл. КЗ} + t_{с.з. РЗ} + \Delta t, \quad (8.32)$$

где  $t_{вкл. КЗ}$  – время включения короткозамыкателя можно принять равным 0,3 с;  $t_{с.з. РЗ}$  – время срабатывания защиты питающей линии, чувствующей ток включения короткозамыкателя;  $\Delta t = 0,5$  с – время запаса.

*Второе условие.* Если короткозамыкатель не включился, то вторая ступень должна переждать работу наиболее чувствительной защиты питающей линии и после этого отключить отделитель:

$$t_{с.з. РЗТ} = t_{с.з. чув. РЗ} + \Delta t, \quad (8.33)$$

где  $t_{с.з. чув. РЗ}$  – уставка защиты питающей линии с наибольшей выдержкой времени;  $\Delta t = 0,5$  с – время запаса.

Выбирается уставка по времени наибольшей величины.

Для схемы подстанции с подключением трансформатора через выключатель (отпайка) – реле действует на отключение того же выключателя, что и основная защита трансформатора:

$$t_{с.з. РЗТ} = t_{с.з. МТЗ} + \Delta t. \quad (8.34)$$

## 8.10. Пример расстановки цифровых защит на двухобмоточном понижающем трансформаторе

Пример расстановки цифровых защит на двухобмоточном понижающем трансформаторе, выполненной на реле MiCOM P124 на вводах ВН и P122 – на вводе НН, показан на рис. 8.18. Дифференциальная защита трансформатора выполнена на реле MiCOM P632. Газовая защита подключается на дискретный вход устройства MiCOM P124.

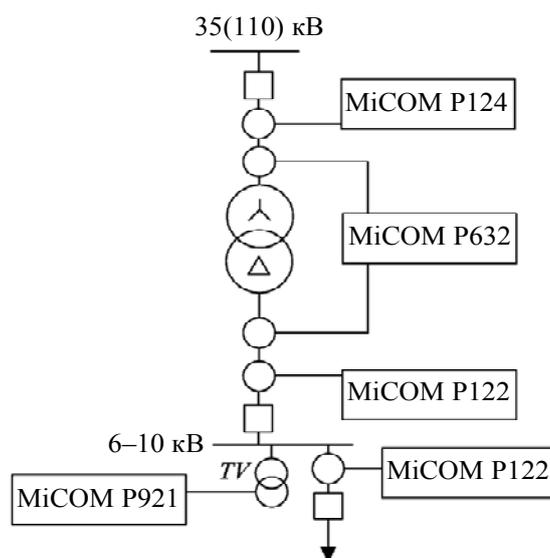


Рис. 8.18. Расстановка защит на понижающем двухобмоточном трансформаторе

Для ввода ВН во всех случаях целесообразно применить устройство MiCOM P124, имеющее автономное питание, не зависящее от наличия оперативного тока на подстанции. Дополнительные токовые органы, входящие в состав MiCOM P632, используются для дублирования резервных защит, а свободные токовые органы – для блокировки РПН, сигнализации перегрузки, автоматике охлаждения и т. д. Распределение функций цифровых реле приведены в табл. 8.2. Взамен MiCOM P921 может быть использовано MiCOM P922, при этом появляется возможность выполнить блокировку МТЗ дополнительно по напряжению обратной последовательности.

Указанной аппаратурой не исчерпывается возможный перечень цифровых реле. Номенклатура фирм производителей значительно шире. Исходя из конкретных требований к защите, автоматике и управлению, можно подобрать и другую аппаратуру, часто более простую и дешевую.

Распределение функций цифровых реле

Тип цифрового реле	Основные функции цифрового реле	Дополнительные функции цифрового реле
МiCOM P124 включен на ТТ выключателя со стороны ВН. Токовые органы защиты нулевой последовательности могут быть включены на фазный ток ТТ и использоваться для пуска охлаждения и блокировки РПН	Первая ступень – ТО, отстроена от КЗ на стороне НН. Вторая ступень – выполнена без выдержки времени и блокируется устройством защиты стороны НН. Третья ступень – обычная МТЗ с выдержкой времени	Дублирующая логическая ДЗТ. Дублирует вторую ступень на случай отказа цепей блокировки второй ступени. Обеспечивает резервирование защит при потере на ПС постоянного оперативного тока
МiCOM P632 целесообразно включить на ТТ, встроенные на стороне ВН трансформатора и ТТ выключателя стороны НН	Продольная ДЗТ повышенной чувствительности	–
МiCOM P122 включен на ТТ выключателя со стороны НН	Первая ступень выполнена без выдержки времени и блокируется устройствами защиты отходящих фидеров. Вторая ступень выполняется с выдержкой времени селективной с фидерами. Третья ступень – защита от перегрузки трансформатора	Логическая ДЗ шин. Дублирует вторую ступень на случай отказа цепей блокировки
МiCOM P821 включен на ТН стороны НН	Может быть использована для блокировки защит трансформатора по напряжению	–

## 8.11. Автоматика трансформаторов

**8.11.1. Автоматическое повторное включение трансформаторов.** На однострансформаторных подстанциях с односторонним питанием при отключении трансформатора электроснабжение потребителей прекращается. Для повышения надежности электроснабжения потребителей предусматривают автоматическое повторное включение

трансформатора после его аварийного отключения. Иногда устройства АПВ устанавливаются на подстанциях с двумя трансформаторами, работающими параллельно. Пуск устройства АПВ обычно выполняют так, чтобы исключить включение трансформатора при внутренних повреждениях, которые, как правило, не самоустраняются. При всех внутренних повреждениях, как известно, срабатывает газовое реле. Поэтому целесообразно пуск устройства АПВ производить при всех аварийных отключениях трансформатора, но запрещать его повторное включение при срабатывании газового реле. При этом в действие устройства АПВ вводится некоторое замедление, которое исключает повторное включение трансформатора при внутренних КЗ, сопровождающихся бурным газообразованием, когда отключающий элемент газового реле срабатывает раньше, чем срабатывает его сигнальный элемент. В остальном требования к устройству АПВ и схемы его осуществления аналогичны рассмотренным ранее для линий.

**8.11.2. Автоматическое включение резервного трансформатора.** Устройства АВР широко применяются для трансформаторов. Схемы подстанций и распределительных пунктов выполняются так, что при наличии двух и более трансформаторов шины НН секционируются. Каждый трансформатор подключается к своей секции шин. В нормальном режиме СВ отключен. В такой схеме при аварийном отключении одного из трансформаторов электроснабжение потребителей сохраняется благодаря автоматическому включению СВ устройством АВР.

Автоматическое отключение и включение одного из параллельно работающих трансформаторов необходимо для уменьшения потерь энергии.

В процессе эксплуатации нагрузка параллельно работающих трансформаторов не остается постоянной. При ее снижении может оказаться целесообразным один из трансформаторов отключить, а при восстановлении нагрузки включить снова. Это диктуется желанием иметь минимальные потери электроэнергии в трансформаторах. Отключение и включение трансформатора можно производить автоматически.

На рис. 8.19 показан принцип действия устройства автоматики с двумя токовыми пусковыми органами: минимальным  $1KA$  и максимальным  $2KA$ . Токовые реле включены на сумму токов  $(I_1 + I_2)$  параллельно работающих трансформаторов.

При полной загрузке трансформаторов оба реле тока держат свои контакты разомкнутыми. Снижение суммарной нагрузки до критической величины  $(I_{кр} = (0,6-0,8)I_{ном})$  вызывает срабатывание минимального пускового органа тока  $1KA$ , и последний, срабатывая, отключает один из трансформаторов.

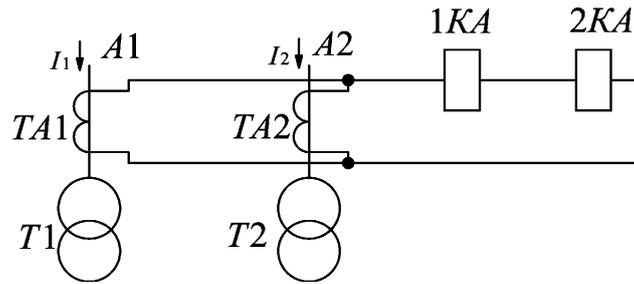


Рис. 8.19. Принцип действия устройства автоматического отключения и включения трансформаторов для уменьшения потерь электроэнергии

При увеличении нагрузки выше критической срабатывает максимальный пусковой орган тока  $2KA$  и трансформатор включается.

Токи срабатывания пусковых органов определяются из следующих соотношений:

– для реле  $1KA$ :

$$I_{\text{ср1}} = I_{\text{кр}} / K_{\text{зап}} K_I; \quad (8.35)$$

– для реле  $2KA$ :

$$I_{\text{ср2}} = K_{\text{зап}} I_{\text{кр}} / K_I, \quad (8.36)$$

где коэффициент  $K_{\text{зап}} = 1,05-1,1$ .

В качестве пусковых органов в схеме автоматики необходимо использовать реле с высоким коэффициентом возврата ( $K_{\text{в}} = 0,9-0,95$ ).

Для исключения одновременного срабатывания реле  $1KA$  и  $2KA$  необходимо выполнить следующие условия:

$$I_{\text{ср1}} < I_{\text{вр2}} \quad \text{и} \quad I_{\text{вр1}} < I_{\text{ср2}}, \quad (8.37)$$

где  $I_{\text{вр2}} = K_{\text{в}} I_{\text{ср2}}$  и  $I_{\text{вр1}} = I_{\text{ср1}} / K_{\text{в}}$ .

**8.11.3. Автоматическая разгрузка трансформаторов.** В условиях эксплуатации из-за изменения схемы электроснабжения (отключение параллельно работающего трансформатора, действие АВР и т. п.) трансформатор может перегрузиться сверх допустимой величины. На обслуживаемых подстанциях разгрузку трансформатора может осуществить дежурный персонал, а на автоматизированных подстанциях эта операция возлагается на устройство автоматической разгрузки.

Принцип действия такой же, как принцип действия защиты от перегрузки. При этом вместо обычного реле времени используется многопозиционное реле, имеющее несколько контактов и позволяющее регулировать выдержку времени до 10 мин и более. При дейст-

вии автоматики потребители отключаются ступенями. Выдержка времени первой ступени принимается равной 5–10 мин. Если перегрузка трансформатора при этом не устраняется, то пусковой орган остается в сработавшем состоянии и автоматика продолжает отключать потребителей других ступеней с выдержкой времени на 30 с выше предыдущей.

При определении величины отключаемой нагрузки исходят из того, чтобы с оставшейся нагрузкой трансформатор мог работать 1,5–2 ч. За это время обслуживающий персонал примет меры по разгрузке трансформатора. Ток срабатывания токового пускового органа принимают около  $(1,3–1,4)I_{\text{ном.тр}}$ .

**Автоматическое регулирование напряжения трансформаторов.** Автоматическое регулирование производится за счет автоматического изменения коэффициента трансформации трансформаторов.

Нормальная работа электроприемников обеспечивается при определенной величине напряжения. Отклонение напряжения в ту или иную сторону приводит к снижению качества продукции, сокращению срока службы электротехнического оборудования, повышению его повреждаемости и т. д. Этим определяется необходимость поддерживать напряжение у потребителя на заданном уровне. Требуемые условия и экономичность всей системы электроснабжения наиболее полно обеспечиваются при автоматическом регулировании напряжения. При наличии на подстанциях и в трансформаторных пунктах трансформаторов, снабжаемых устройствами для регулирования под нагрузкой (РПН), появляется возможность регулировать напряжение путем переключения числа витков одной из обмоток трансформатора без его отключения. Переключающее устройство располагают на стороне ВН.

Согласно требованиям ПТЭ, все трансформаторы должны работать с введенной автоматикой РПН. Причиной отказа может быть неисправность РПН, толчковая нагрузка, приводящая к недопустимо частому переключению РПН, исчерпание ресурса переключателя, необходимость его ревизии или замены масла.

Электромоторный привод РПН предназначен для ступенчатого переключения отпаек обмоток трансформатора. Привод обеспечивает следующие режимы управления:

- местное (кнопками на приводе);
- дистанционное (ключом со щита управления);
- автоматическое (устройством АРНТ);
- ручное (механическое переключение при помощи рукоятки на приводе).

Ручное управление РПН применяется при его наладке, отсутствии питающего напряжения или при неисправности электромоторного привода. По условиям безопасности персонала ручное управление приводом РПН под напряжением запрещается.

Основными характеристиками системы автоматического регулирования являются:

– *степень регулирования*  $U_{\text{ст}}$  – напряжение между двумя ответвлениями (линии 1 и 2, рис. 8.20), выраженное в процентах от номинального напряжения обмотки. В зависимости от типа трансформатора степень регулирования составляет 1,25–2,5 %;

– *зона нечувствительности*  $\Delta U$  – некоторый диапазон изменения напряжений, при котором не происходит срабатывание автоматического регулятора напряжения. Зону нечувствительности выражают в процентах по отношению к номинальному напряжению. Для исключения ненужных срабатываний регулятора зона нечувствительности должна быть больше ступени регулирования;

– *точность регулирования* – величина, равная половине зоны нечувствительности;

– *выдержка времени* исключает действие регулятора при кратковременных отклонениях напряжения;

– *уставка регулятора* – величина напряжения, которую должен поддерживать регулятор.

Процесс регулирования схематически показан на рис. 8.20. Линией 1 обозначена уставка регулятора, а линиями 2 и 3 – границы зоны нечувствительности  $\Delta U$ , которые определяют значения напряжения, при которых регулятор приходит в действие. Как следует из рис. 8.20, требуемое значение напряжения (прямая 1) поддерживается с точностью, равной  $\pm \Delta U/2$ . В общем случае регулятор имеет коэффициент возврата, отличающийся от единицы. На рис. 8.20 значения напряжения возврата изображены штриховыми прямыми 4 и 5.

Регулятор после срабатывания будет действовать до тех пор, пока напряжение на его входе находится в пределах зоны б. Переключение ответвлений произойдет, если время действия регулятора окажется не меньше его выдержки времени  $t_1$  и времени действия приводного механизмов  $t_2$  вместе взятых.

При этом напряжение из точки  $m$  скачкообразно повысится до точки  $n$ , т. е. увеличится на величину ступени регулирования 7. Во втором случае переключение не произошло, так как  $t_3 < t_1 + t_2$ . Выдержка времени  $t_1$  обычно принимается равной 40–60 с.

Очевидно, что увеличение зоны  $\delta$  будет приводить к более частым, и, в ряде случаев, совершенно необоснованным переключениям. Поэтому применять электромагнитные реле напряжения с низким коэффициентом возврата в качестве измерительных органов регулятора нежелательно. В этом отношении более совершенными являются регуляторы, выполненные на бесконтактных элементах.

Устройства АРТ-1Н и АРН-1М неисправность привода РПН не выявляют. Для исключения опасного повышения (понижения) напряжения при неисправности привода РПН необходимо предусматривать специальную защиту, действующую на его остановку путем отключения питающего напряжения. Защита может быть выполнена как отдельное устройство или же входить в состав устройства АРНТ, как, например, у микропроцессорного АРН-01 производства фирмы «Энергомашвин». Признаком неисправности привода РПН может быть ненормальное повышение (понижение) напряжения, отсутствие паузы между циклами и т. д.

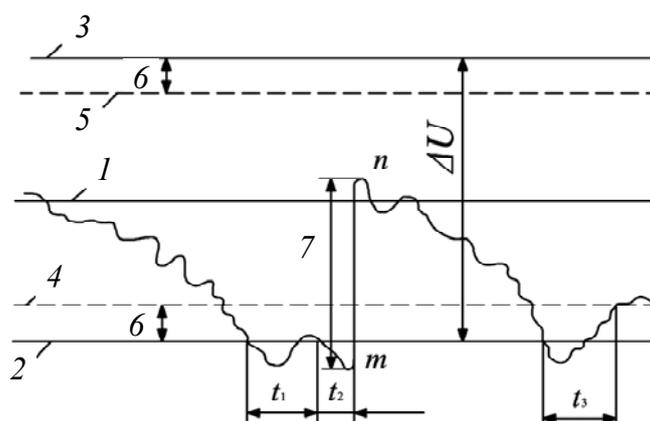


Рис. 8.20. Упрощенное изображение процесса регулирования напряжения

Устройство автоматического регулирования напряжения трансформатора (АРНТ), например, типа АРТ-1Н, предназначено для автоматического управления электроприводами переключателя отпаек на обмотках силового трансформатора (РПН) импульсным или непрерывным сигналом. Автоматическое регулирование напряжения трансформатора имеет возможность выполнения внешнего изменения уставки по напряжению, контроля исправности тракта регулирования и электроприводов РПН, блокировки и сигнализации при их неисправности, группового регулирования несколькими приводами РПН, контроля и блокировки при рассогласовании РПН параллельно работающих трансформаторов.

Для того чтобы поддерживать постоянным напряжение у потребителя, измерительный орган АРНТ и дополняется токовой компенсацией (рис. 8.21). Чем больше ток нагрузки, проходящий по линии  $W2$ , тем ниже окажется напряжение у потребителя.

При включенной токовой компенсации к измерительному органу АРНТ будет подаваться напряжение, равное:

$$U_{\text{пер}} = \frac{U_{\text{н}}}{K_I} - \frac{I_{\text{нагр}}}{K_I} Z_{\text{т.к}}, \quad (8.38)$$

где  $Z_{\text{т.к}}$  – сопротивление токовой компенсации;  $K_I$ ,  $K_U$  – коэффициенты трансформации ТТ и напряжения, соответственно;

$$U_{\text{потр}} = U_{\text{п}} - I_{\text{нагр}} Z_{\text{п}}, \quad (8.39)$$

где  $Z_{\text{п}}$  – сопротивление линии Л2.

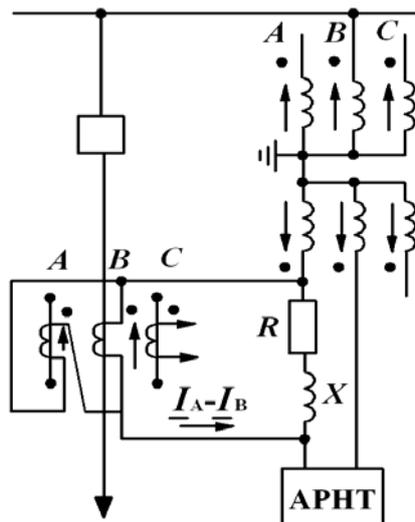


Рис. 8.21. Схема подключения токовой компенсации к измерительному органу АРНТ

Если с учетом коэффициентов трансформации тока и напряжения выбрать сопротивление таким, чтобы удовлетворялось соотношение:

$$Z_{\text{п}} = Z_{\text{т.к}} \frac{K_U}{K_I}, \quad (8.40)$$

то можно записать, что напряжение, подаваемое на регулятор, равно:

$$U_{\text{пер}} K_U = U_{\text{п}} - I_{\text{нагр}} Z_{\text{п}}. \quad (8.41)$$

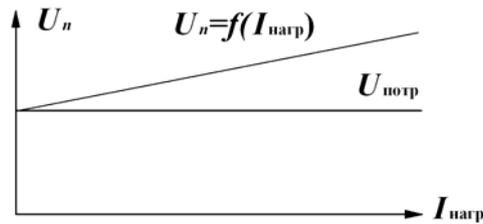


Рис. 8.22. Характеристика АРНТ с токовой компенсацией

Следовательно, на измерительный орган АРНТ будет подаваться напряжение, пропорциональное напряжению на шинах потребителя, и автоматика будет поддерживать постоянное напряжение на шинах именно у потребителя. При этом напряжение на шинах подстанции будет изменяться в зависимости от тока нагрузки, как показано на рис. 8.22. Наклон характеристики  $U_{\text{потр}} = f(I_{\text{нагр}})$  будет тем больше, чем больше сопротивление  $Z_{\text{лк}}$ .

**Автоматический регулятор напряжения АРТ-1М** выполнен на интегральных микросхемах и работает аналогично БАР, но имеет некоторые особенности. Устройство содержит один или два встроенных датчика тока для встречного регулирования напряжения. В устройстве встроены четыре малогабаритных реле-повторителя, используемые для гальванической развязки цепей, подключаемых к АРТ-1М. Регулировка уставки «Зона, %» и точная регулировка «Уставка  $U$ » осуществляются плавно, при помощи переменных резисторов. Режим работы регулятора индицируется пятью светодиодами: « $U$ », «+», «-», «Перекл.», «Блокир.». При исчезновении контролируемого напряжения или его посадке ниже уровня  $0,5-0,7U$  номинального загорается светодиод « $U$ » и блокируется канал «прибавить» регулятора АРН-1М. При восстановлении нормального уровня напряжения АРТ-1М разблокируется автоматически.

**Микропроцессорное устройство автоматического управления РПН трансформаторов УЗА-12В.4** предназначено для автоматического управления электроприводом РПН силового трансформатора под нагрузкой, а также для дистанционного управления РПН с рабочего места диспетчера.

**Принцип работы.** Команда управления приводом РПН (команда изменения коэффициента трансформации силового трансформатора) выдается при выходе контролируемого напряжения за пределы зоны нечувствительности с заданной задержкой по времени. Зона нечувствительности определяется уставкой по напряжению срабатывания « $U_0$ » и уставкой ширины зоны нечувствительности.

Предусмотрена возможность введения коррекции уровня регулируемого напряжения по току одной из линий, подаваемому на токовый вход устройства УЗА-12В.4, с блокировкой этой функции по максимальному напряжению, которое задается уставкой « $U$ ».

Уровень поддерживаемого напряжения, с учетом коррекции по току, определяется формулой

$$U = U_0 + KI, \quad (8.42)$$

где  $U_0$  – уставка по напряжению срабатывания, В;  $I$  – ток коррекции, А (вторичный ток линии);  $K$  – коэффициент влияния  $I$ .

Предусмотрена блокировка работы УЗА-12В.4 от внешних устройств:

- при снижении измеряемого напряжения ниже  $U \leq 0,85U_n$  (цепи напряжения разбираются при переходе на ручное управление);
- при застревании привода или невыполнении приводом команды;
- когда регулирование ограничено крайним положением привода, соответствующим 1 или  $n$  отпайке РПН.

Внешние цепи устройства УЗА-12В.4 максимально адаптированы к традиционным схемам управления РПН (с учетом возможности замены старых устройств автоматического регулирования).

**Порядок выбора уставок АРНТ.** Выбор уставок приводится применительно к устройству АРТ1-М. Для других устройств основные уставки выбираются аналогично:

1. *Выбор уставки регулирования по напряжению.* Производится исходя из режимных соображений. При этом исходят из режима минимальных нагрузок, при которых величина напряжения на шинах, а значит и вблизи расположенных потребителей не должна превысить  $1,05 U_{ном}$ .

2. *Выбор уставки токовой коррекции уровня регулируемого напряжения.* Токовая коррекция необходима в случае работы регулятора в режиме встречного регулирования, когда требуется коррекция уровня регулируемого напряжения по току нагрузки одной или группы линий.

Выбор уставки токовой коррекции осуществляется по требуемой величине напряжения токовой коррекции, которая, в свою очередь, зависит от падения напряжения в линии при протекании по ней тока нагрузки.

Для выбора уставки токовой коррекции необходимо:

– при заданном токе нагрузки определить падение напряжения в линии между точкой подключения измерительного трансформатора напряжения, питающего вход регулятора, и точкой подключения потребителя электрической энергии (нагрузки), напряжение у которого должно поддерживаться в заданных пределах;

– разделить это напряжение на коэффициент трансформации измерительного трансформатора напряжения и полученное значение  $V$  установить по шкале «1 КОМПЕНС,  $V$ » – для первой уставки напряжения и по шкале «2 КОМПЕНС,  $V$ » – для второй уставки напряжения.

Проверяется напряжение на шинах, которое при использовании токовой коррекции не должно превысить  $1,05 U_{ном}$ , исходя из уровня напряжения у близко расположенных потребителей. При невыполнении такого условия изменяют уставку по п. 1 и опять проверяют напряжение с учетом коррекции. Необходимо добиться, чтобы напряжение у удаленных потребителей не снижалось ниже 5 %, а у ближайших – не повышалось выше 5 %.

Оперативное изменение уставки регулирования с одного заранее выбранного значения на другое внешним сигналом позволяет ввести программное регулирование напряжения по двухступенчатому графику, в частности, суточный график с уставками, соответствующими режимам минимальной и максимальной нагрузок, или недельный график с уставками рабочего и выходного дня. Это может позволить избежать применения токовой коррекции, выбор уставок которой представляет значительные сложности.

3. *Выбор ширины зоны нечувствительности.* Зона нечувствительности определяет величину отклонения напряжения от уставки, при которой регулятор не выдает команду на регулирование напряжения. Минимальная ширина зоны определяется необходимостью устранить возможность колебательного режима при регулировании напряжения. После изменения положения РПН на одно положение регулятор не должен выдать команду на регулирование напряжения в обратную сторону. Поэтому после регулирования РПН на первую ступень напряжение должно попасть в зону нечувствительности регулятора. Необходимо устанавливать ширину зоны нечувствительности больше значения ступени регулирования трансформатора с РПН. Рекомендуемый коэффициент запаса – 1,3.

4. *Выбор выдержки времени задержки команд управления.* Выдержка времени выбирается исходя из возможности и длительности

кратковременных изменений напряжения при переменном характере нагрузки. Чем больше выдержка времени, тем меньше вероятность излишнего действия РПН, а значит сокращается количество операций РПН, ресурс которого ограничен. Довольно часто устанавливают максимальное значение уставки по времени (160–180 с).

*5. Выбор выдержки времени контроля исправности РПН.* Регулятор АРТ-1М поставляется с переключкой на плате формирователя, запаянной в положении 2–3, что соответствует времени контроля длительности цикла переключения – 15 с. Эта величина вполне пригодна для большинства регуляторов. Если возможная длительность цикла больше этой величины. Можно задать время контроля 30 с, запаяв переключку в положение 1–3.

Время контроля исправности цепей запуска электроприводов РПН в регуляторе неизменно и составляет величину 0,6 с независимо от типов применяемых РПН.

**8.11.4. Автоматика охлаждения силовых трансформаторов при дутьевом охлаждении (система охлаждения Д).** На охладителях трансформаторов устанавливаются дутьевые вентиляторы, обдувающие их воздухом. Масло в охладители поступает путем естественной циркуляции. Такая автоматика охлаждения работает по следующему принципу: вентиляторы включаются, если ток в трансформаторе достигает номинального тока независимо от температуры или температура верхних слоев масла достигает +55 °С независимо от тока. Вентиляторы отключаются, если ток в трансформаторе снижается ниже 0,85–0,8 номинального тока, а также в случае снижения температуры масла – ниже +50 °С. Таким образом, в схеме автоматики предусматривается два независимых пуска:

- по току;
- по температуре верхних слоев масла.

Практически все трансформаторы большой и средней мощности в распределительных сетях имеют систему охлаждения Д. Трансформаторы малой мощности имеют естественное масляное охлаждение, при котором радиаторы охлаждаются путем естественной циркуляции воздуха.

## 8.12. Защита предохранителями на стороне высшего напряжения трансформаторов 6–35/0,4 кВ

Присоединение трансформаторов к сети через плавкие предохранители используется в упрощенных схемах подстанций напряжением ВН 6–35 кВ. Для защиты трансформаторов применяют предохранители типов ПКТ-10, ПКЭ-10, ПКИ-10, ПСН-35. Ток плавкой вставки зависит от мощности трансформатора и выбирается в пределах 1,5–2 номинального тока трансформатора (приложение 1). Плавкие предохранители рассчитаны на отключение тока КЗ в трансформаторе, поэтому они проверяются по максимальному отключаемому току КЗ. Номинальный ток отключения для предохранителей 6–10 кВ может быть в пределах 2,5–40 кА. Кроме того, требуется выбрать номинальное напряжение предохранителя.

В последнее время в ТП при защите сетей 6–10 кВ от токов КЗ и перегрузки часто применяются вакуумные или элегазовые выключатели с микропроцессорной релейной защитой. Таким образом, область применения силовых выключателей расширена до максимально возможных пределов, что не всегда оправдано и влечет за собой большие финансовые затраты. Выключатели нагрузки используются лишь для коммутации токов нагрузки или обеспечения видимого разрыва. Как показывает анализ применения выключателя нагрузки с высоковольтным токоограничивающим предохранителем типа ПКТ, такое решение позволяет существенно снизить себестоимость и улучшить качество защиты электрооборудования.

Использование высоковольтного токоограничивающего предохранителя может существенно сократить применение силовых выключателей, заменив их, где это возможно, системой «выключатель нагрузки – предохранитель (ВНП)», что расширит область применения выключателей нагрузки. Данное техническое решение является популярным во всем мире, о чем свидетельствует наличие стандарта МЭК 62271-105, разработанного в целях международной унификации ВНП.

Предохранители на стороне высшего напряжения служат для защиты от токов КЗ самого трансформатора и его ошиновки. Номинальный ток вставок этих предохранителей должен выбираться по условию селективности с предохранителями или автоматическими выключателями на стороне низшего напряжения. Кратность номинального тока вставки предохранителя высшего напряжения к номинальному току защищаемого трансформатора должна быть равна 2–3 для трансформаторов до 160 кВ · А и 1,5–2 – для трансформаторов до 630 кВ · А.

Чувствительность защиты трансформатора следует определять при минимальных токах однофазного КЗ за трансформатором. Соотношения токов, проходящих при этом по обеим сторонам трансформатора в зависимости от схемы соединения обмоток, определяются следующим выражением:

$$I_{\text{ПО мин(ВН)}}^{(1)} = K_p I_{\text{ПО мин(НН)}}^{(1)} / K_T, \quad (8.43)$$

где  $K_p$  – коэффициент токораспределения между обмотками НН и ВН, равный: для трансформатора  $\Delta/Y_n$   $K_p = 1/\sqrt{3}$  и для трансформатора  $Y/Y_n$   $K_p = 1/3$ ;  $K_T$  – коэффициент трансформации трансформатора.

При однофазном КЗ на стороне обмотки, соединенной в звезду с нулем, величина тока  $I_{\text{ПО мин(НН)}}^{(1)}$  для трансформатора  $\Delta/Y_n$  численно равна току трехфазного КЗ, а для трансформатора  $Y/Y_n$  можно с достаточной для практики точностью определить по уравнению, рекомендованному [1]:

$$I_{Y_n}^{(1)} = \frac{1}{\sqrt{3}} \frac{U_{Y_n}}{(Z_T^{(1)} / 3)}, \quad (8.44)$$

где  $U_{Y_n}$  – фазное напряжение обмотки, соединенной в  $Y_n$ ;  $Z_T^{(1)} / 3$  – сопротивление трансформатора при однофазном КЗ (приложение 1).

Селективность предохранителей, установленных на сторонах высшего и низшего напряжения, должна проверяться при наиболее неблагоприятных условиях. У трансформаторов со схемой соединения  $\Delta/Y_n$  селективность должна проверяться при двухфазном КЗ, а со схемой  $Y/Y_n$  – по трехфазному КЗ.

Расчеты показывают, что предохранитель, выбранный по номинальному току трансформатора, не защищает трансформатор от небольших перегрузок и не допускает использования значительных, но допустимых, кратковременных перегрузок трансформатора, например, при самозапуске двигателей.

На основании расчетов и опыта эксплуатации предохранителей трансформаторов можно рекомендовать следующие предложения:

1. Предохранители типа ПКТ, установленные на стороне 6 или 10 кВ, в большинстве случаев обеспечивают селективность с предохранителями типа ПН2 и ПР, установленными на стороне 0,4 кВ.

2. При значительном сопротивлении питающей сети время сгорания предохранителей 6 и 10 кВ при КЗ на стороне низшего напряжения (до предохранителей низшего напряжения) очень велико и может вызвать значительные увеличения размеров повреждения транс-

форматоров. Поэтому загрублять предохранители высшего напряжения нежелательно.

3. Поскольку при КЗ в трансформаторах или на стороне низшего напряжения время сгорания вставок предохранителей ПК высшего напряжения велико, согласовать с ними время работы защиты линии, питающей трансформатор, очень сложно. Поэтому обычно ток срабатывания защиты отстраивают от КЗ на стороне низшего напряжения трансформатора или согласуют ее выдержку времени с предохранителями низшего напряжения, так как время их сгорания невелико даже при небольших токах. При этом допускается неселективность с предохранителями высшего напряжения при повреждениях в трансформаторах.

Хорошо согласуется с предохранителями защита, имеющая зависимую характеристику. Защиту с независимой характеристикой согласовать с предохранителями низшего напряжения по времени обычно не удастся.

В настоящее время промышленностью выпускаются высоковольтные токоограничивающие предохранители ПКТ по ТУ16-521.183–81. В приложении 4 приведены основные параметры этих предохранителей. Для удобства сравнения предохранители объединены в две основные группы, обозначенные условно ПКТ (предохранители кварцевые токоограничивающие) и ПКТУ (предохранители кварцевые токоограничивающие усиленные). Как видно из приложения 4, отличием этих двух групп предохранителей является то, что предохранители, относящиеся к группе ПКТ, имеют меньшую кратность минимального тока отключения к номинальному току и меньшую величину номинального тока отключения по сравнению с предохранителями ПКТУ.

### **Контрольные вопросы**

1. Назовите основные виды повреждений трансформаторов.
2. Назовите основные виды ненормальных режимов трансформаторов.
3. Каковы требования к выполнению защит трансформаторов?
4. Когда на трансформаторах устанавливается дифференциальная защита?
5. Каковы особенности, влияющие на выполнение ДЗТ?
6. Схемы дифференциальных защит трансформаторов.
7. Принцип действия ДЗТ с быстронасыщающимися трансформаторами.
8. Когда используется торможение в ДЗТ?
9. В чем заключаются особенности ДЗТ с реле ДЗТ-21?

10. В чем заключаются особенности ДЗТ с цифровыми реле?
11. Как строятся характеристики срабатывания дифференциального органа?
12. Газовая защита трансформатора и РПН.
13. МТЗ трансформаторов.
14. МТЗ трансформаторов с блокировкой по напряжению.
15. Расстановка защит на двухобмоточных трансформаторах.
16. Токовая отсечка на трансформаторах.
17. Защита от перегрузки трансформаторов.
18. Когда устанавливается токовая защита нулевой последовательности на трансформаторах?
19. Как осуществляется резервирование защит трансформатора?
20. Принципы расстановки цифровых защит на трансформаторах.
21. Перечислите основные виды автоматики трансформаторов.
22. Как действует автоматика охлаждения трансформатора?

# ГЛАВА 9. РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ

## 9.1. Релейная защита высоковольтных электродвигателей

*9.1.1. Общие сведения о защите двигателей.* Согласно [1], на двигателях напряжением выше 1000 В должны устанавливаться следующие устройства РЗ:

- защита от междуфазных КЗ;
- защита от замыканий на землю;
- защита от двойных замыканий на землю;
- защита от перегрузки;
- защита минимального напряжения.

Для синхронных двигателей (СД) дополнительно требуется защита от асинхронного режима.

Применяемые для этой цели виды защит зависят от мощности электродвигателей.

В качестве защиты от междуфазных КЗ при мощности двигателей до 5000 кВт применяется токовая отсечка (ТО). При двигателях большей мощности, а также в случае, если ТО для двигателей меньшей мощности не удовлетворяет требованиям чувствительности, применяется дифференциальная защита.

В качестве защиты от замыканий на землю (ЗЗ) при токах замыкания более 5 А для двигателей мощностью более 2000 кВт и 10 А – для двигателей меньшей мощности применяется токовая защита нулевой последовательности, действующая на отключение. На линиях, питающих двигатели передвижных механизмов, ЗЗ по обеспечению электробезопасности должна действовать на отключение независимо от величины тока замыкания на землю. На блоках «трансформатор–двигатель» ЗЗ действует на сигнал.

В качестве защиты от двойных замыканий на землю применяется токовая защита нулевой последовательности, действующая на отключение. Она применяется в тех случаях, когда ЗЗ имеет выдержку времени. Ее применение обязательно, если защита от междуфазных КЗ выполняется в двух фазах.

Защита от перегрузки требуется для двигателей, подверженных перегрузке по технологическим причинам, или с особо тяжелыми условиями пуска. Защиту от перегрузки можно выполнять с зависимой или независимой выдержкой времени. Защита от перегрузки может

действовать на разгрузку механизма по технологическим цепям или на сигнал – первая ступень и на отключение – вторая ступень. Выдержка времени защиты от перегрузки при токе, равном пусковому току двигателя, выполняется больше времени его пуска. Как правило, при таком выполнении защиты двигателя имеется значительный тепловой запас – обычные двигатели по температуре выдерживают не менее двух пусков подряд. Это дает возможность выполнить действие такой защиты от перегрузки на разгрузку механизма.

Существуют специальные защиты от перегрузки с зависимой характеристикой, совпадающей с тепловой характеристикой двигателя, которая определяет тепловое состояние двигателя и позволяет полнее использовать его перегрузочную способность. Параметры этой характеристики зависят от данных самого электродвигателя: системы охлаждения, допустимой температуры для изоляции двигателя, исходной температуры двигателя или помещения. Перечисленные данные учитывают специальные цифровые защиты двигателей (например, MiCOM P220, P210, P241, Sepam 2000, REF540 и др.). Недостаток такого принципа заключается в том, что двигатель отключится только после нагрева до предельной температуры, поэтому защита может действовать только на отключение.

Защита от асинхронного режима для СД может действовать по току перегрузки с независимой выдержкой времени. Для двигателей с отношением короткого замыкания более 1 может быть применена защита с зависимой характеристикой. В цифровом реле MiCOM P241 имеется защита, действующая по величине  $\cos \varphi$ , а в реле Sepam 2000 – по величине реактивной мощности. Эти защиты способны выявить отключение возбуждения и переход двигателя в асинхронный режим при потере возбуждения. При асинхронном режиме с возбуждением эти защиты могут не действовать из-за колебаний мощности и периодического возврата измерительного органа. Режим асинхронного хода сопровождается перегрузкой двигателя и на него реагируют защиты от перегрузки. Поэтому защиты от перегрузки в асинхронном режиме должны накапливать выдержку времени. Так же как и ранее, можно использовать две ступени защиты от перегрузки: ступень с меньшей выдержкой времени действует на ресинхронизацию, а с большей – на отключение.

Для облегчения условий самозапуска, а также для предотвращения подачи несинхронного напряжения на возбужденные СД или заторможенные механизмы двигатели должны быть оборудованы защи-

той минимального напряжения. Эта защита может быть либо индивидуальной, либо групповой (одна защита действует на отключение нескольких двигателей). В ряде случаев для ускорения подачи напряжения на шины автоматикой АПВ или АВР СД могут быть дополнительно оборудованы защитой по понижению частоты, так как они способны длительно поддерживать напряжение на шинах. Цифровые защиты двигателя имеют в своем составе вышеперечисленные органы понижения напряжения и частоты.

Кроме перечисленных обязательных для двигателей функций защиты, специальные защиты для двигателей имеют дополнительные функции, использование которых улучшает условия эксплуатации двигателя, снижая вероятность повреждения и продлевая срок его службы. К ним относятся:

- защита от обрыва фазы;
- ограничение количества пусков;
- запрет пуска по времени, прошедшем от предыдущего пуска;
- защита минимального тока или мощности;
- защита от затяжного пуска и заклинивания ротора.

Специальные устройства защиты двигателей могут работать не только с током и напряжением, но и с датчиками температуры.

У двигателей большой мощности существуют также технологические защиты, которые могут действовать на отключение двигателей при повышении температуры двигателя, его подшипников, прекращении смазки подшипников, прекращении циркуляции воздуха в системе охлаждения и др. Необходимость этих защит и предъявляемые к ним требования излагаются в заводской документации. Перечисленные защиты подают сигналы на дискретные входы цифровых реле.

**9.1.2. Защита двигателей от междуфазных коротких замыканий.** Защита от КЗ между фазами является основной РЗ электродвигателей и установка ее обязательна во всех случаях. В качестве РЗ электродвигателей мощностью до 5000 кВт от КЗ применяется ТО. Для работы при всех видах междуфазных КЗ отсечка должна выполняться в двух фазах.

Токовая отсечка должна быть отстроена от пускового тока двигателя. В момент включения двигателя появляется бросок тока намагничивания, в 1,6–1,8 раза превышающий по амплитуде установившийся пусковой ток двигателя. Этот бросок учитывается повышенным коэффициентом надежности  $K_n$  при отстройке от пускового тока двигателя.

$$I_{с.з} = K_n I_{п.макс}, \quad (9.1)$$

где  $I_{с.з}$  – первичный ток срабатывания отсечки;  $K_n$  – коэффициент надежности; с учетом отстройки от броска тока намагничивания равен 1,8 – для отсечек с временем срабатывания 0,05 с и 1,6 – при времени срабатывания более 0,1 с;  $I_{п.макс}$  – пусковой ток двигателя в максимальном режиме.

Кратность пускового тока двигателя  $K_n$  может быть взята из паспорта двигателя. Пусковой ток равен:

$$I_{п.макс} = K_n I_{ном}.$$

После выбора уставки должна быть проверена чувствительность отсечки по току при двухрелейной схеме:

$$K_{ч} = I_{КЗ_{мин}}^{(2)} / I_{с.з}, \quad (9.2)$$

где  $I_{КЗ_{мин}}^{(2)}$  – ток двухфазного КЗ на выводах электродвигателя в минимальном режиме.

Если ток срабатывания отсечки отстроен от пускового тока электродвигателя, то она надежно отстроена и от тока, который электродвигатель посылает в сеть при внешнем КЗ.

На электродвигателях мощностью до 5000 кВт ТО необходимо выполнять двухрелейной (рис. 9.1, а). При использовании цифровых реле отсечка выполняется двухфазной или трехфазной независимо от мощности двигателя.

На электродвигателях мощностью 5000 кВт и более должна устанавливаться продольная дифференциальная защита, обеспечивающая более высокую чувствительность к КЗ на выводах и в обмотках ( $I_{с.з} < I_{ном}$ ). Если ТО не обладает необходимой чувствительностью, то дифференциальная защита может выполняться и на двигателях меньшей мощности при условии наличия на двигателе выводов фаз со стороны нейтрали (рис. 9.1, б). Для этого применяются дифференциальные реле, включаемые на комплекты ТТ, соединенные в неполную звезду на сторонах линейных выводов и нейтрали двигателей. Защита выполняется двухфазной. Могут использоваться реле РНТ-565, ДЗТ-11 или РСТ-15, а также цифровые реле.

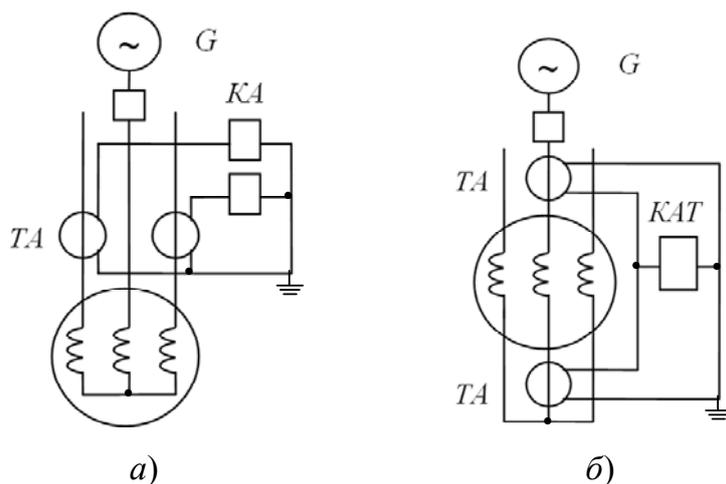


Рис. 9.1. Принцип действия защит электродвигателя от междуфазных КЗ: а – ТО; б – дифференциальная защита

Поскольку РЗ в двухфазном исполнении не реагирует на двойное замыкание на землю, одно из которых возникает в обмотке электродвигателя на фазе *B*, в которой отсутствует ТТ, дополнительно устанавливается специальная РЗ от двойных замыканий на землю, которая выполняется токовым реле, подключенным к ТТ нулевой последовательности.

**9.1.3. Защита электродвигателей от перегрузки.** Перегрузка электродвигателей возникает при затянувшемся пуске и самозапущении, при перегрузке приводимых механизмов и при понижении напряжения на выводах двигателя. Для электродвигателя опасны только устойчивые перегрузки. Сверхтоки, обусловленные пуском или самозапуском электродвигателя, кратковременны и самоликвидируются при достижении нормальной частоты вращения.

Значительное увеличение тока электродвигателя получается также при обрыве фазы, что встречается, например, у электродвигателей, защищаемых предохранителями, при перегорании одного из них. При номинальной нагрузке в зависимости от параметров электродвигателя увеличение тока статора при обрыве фазы будет составлять примерно  $(1,6-2,5)I_{ном}$ . Эта перегрузка носит устойчивый характер. Также устойчивый характер носят сверхтоки, обусловленные механическими повреждениями электродвигателя или вращаемого им механизма и перегрузкой самого механизма. Основной опасностью сверхтоков является сопровождающее их повышение температуры отдельных частей и, в первую очередь, обмоток. Повышение температуры ускоряет износ изоляции обмоток и снижает срок службы двигателя.

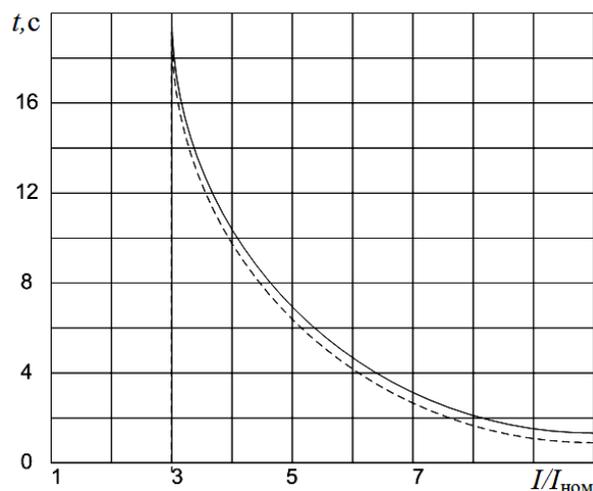


Рис. 9.2. Характеристика зависимости допустимой длительности перегрузки от кратности тока перегрузки

Перегрузочная способность электродвигателя определяется характеристикой зависимости между сверхтоком и допускаяемым временем его прохождения:

$$t = \frac{A}{K^2 - 1}, \quad (9.3)$$

где  $t$  – допустимая длительность перегрузки, с;  $A$  – коэффициент, зависящий от типа изоляции электродвигателя, а также периодичности и характера сверхтоков; для обычных двигателей  $A = 150$ ;  $K$  – кратность сверхтока, т. е. отношение тока электродвигателя  $I_d$  к номинальному току двигателя  $I_{ном}$ .

Вид перегрузочной характеристики при постоянной времени нагрева  $T = 300$  с представлен на рис. 9.2.

При решении вопроса об установке РЗ от перегрузки и характере ее действия руководствуются условиями работы электродвигателя, имея в виду возможность устойчивой перегрузки его приводного механизма:

- На электродвигателях механизмов, не подверженных технологическим перегрузкам (например, электродвигателях циркуляционных, питательных насосов и т. п.) и не имеющих тяжелых условий пуска или самозапуска, РЗ от перегрузки может не устанавливаться. Однако ее установка целесообразна на двигателях объектов, не имеющих постоянного обслуживающего персонала, учитывая опасность перегрузки двигателя при пониженном напряжении питания или неполнофазном режиме.

- На электродвигателях, подверженных технологическим перегрузкам (например, на электродвигателях мельниц, дробилок и т. п.), а также на электродвигателях, самозапуск которых не обеспечивается, должна устанавливаться РЗ от перегрузки.

- Защита от перегрузки выполняется с действием на отключение в случае, если не обеспечивается самозапуск электродвигателей или с механизма не может быть снята технологическая перегрузка без останова электродвигателя.

- Защита от перегрузки электродвигателя выполняется с действием на разгрузку механизма или сигнал, если технологическая перегрузка может быть устранена с механизма автоматически или вручную персоналом без останова механизма и электродвигатели находятся под наблюдением персонала.

- На электродвигателях механизмов, которые могут иметь как перегрузку, устраняемую при работе механизма, так и перегрузку, устранение которой невозможно без останова механизма, целесообразно предусматривать действие РЗ от сверхтоков с меньшей выдержкой времени на отключение электродвигателя.

Защиту электродвигателей, подверженных технологической перегрузке, желательно иметь такой, чтобы она, с одной стороны, защищала от недопустимых перегрузок, а с другой – давала возможность наиболее полно использовать перегрузочную характеристику электродвигателя с учетом предшествовавшей нагрузки и температуры окружающей среды. Наилучшей характеристикой РЗ от сверхтоков являлась бы такая, которая проходила несколько ниже перегрузочной характеристики (пунктирная кривая на рис. 9.2).

**Защита от перегрузки с тепловым реле.** Лучше других могут обеспечить характеристику, приближающуюся к перегрузочной характеристике электродвигателя, тепловые реле, которые реагируют на количество тепла  $Q$ , выделенного в сопротивлении его нагревательного элемента при прохождении по нему тока.

Тепловые реле сложны в обслуживании и наладке, имеют различные характеристики отдельных экземпляров реле, часто не соответствуют тепловым характеристикам электродвигателей и имеют зависимость от температуры окружающей среды, что приводит к нарушению соответствия тепловых характеристик реле и электродвигателя. Поэтому тепловые реле применяются в магнитных пускателях и автоматических выключателях 0,4 кВ.

**Защита от перегрузки с токовыми реле.** Для защиты электродвигателей от перегрузки обычно применяются МТЗ с использованием реле с зависимыми характеристиками типа РТ-80 или МТЗ с независимыми токовыми реле и реле времени.

Преимуществами МТЗ по сравнению с тепловыми являются более простая их эксплуатация и более легкий подбор и регулировка характеристик РЗ. Однако МТЗ не позволяют использовать перегрузочные возможности электродвигателей из-за недостаточного времени их действия при малых кратностях тока.

Максимальная токовая защита с независимой выдержкой времени в однорелейном исполнении обычно применяется на всех асинхронных электродвигателях собственных нужд электростанций, а на промышленных предприятиях – для всех синхронных (когда она совмещена с РЗ от асинхронного режима) и асинхронных электродвигателей, являющихся приводами ответственных механизмов, а также для неотчетливых асинхронных электродвигателей с временем пуска более 9 с.

Защита от перегрузки с зависимой выдержкой времени лучше согласовывается с тепловой характеристикой двигателя, однако и они недостаточно используют перегрузочную способность двигателей в области малых токов.

Защита от перегрузки с зависимой характеристикой выдержки времени может быть выполнена на реле типа РТ-80 или цифровом реле. По вышеперечисленным причинам с целью обеспечения работы защиты от перегрузки в неполнофазных режимах для защиты от перегрузки целесообразно использовать двухэлементную максимальную защиту, возложив функцию защиты от КЗ на ТО.

Ток срабатывания защиты от перегрузки устанавливается из условия отстройки от  $I_{\text{ном}}$  электродвигателя:

$$I_{\text{с.з}} = K_{\text{отс}} I_{\text{ном}} / K_{\text{в}}, \quad (9.4)$$

где  $K_{\text{отс}}$  – коэффициент отстройки, принимается равным 1,05;  $K_{\text{в}}$  – коэффициент возврата токового реле МТЗ.

Время действия МТЗ от перегрузки  $t_{\text{зи}}$  должно быть таким, чтобы оно было больше времени пуска электродвигателя  $t_{\text{пуск}}$ , а у электродвигателей, участвующих в самозапуске, больше времени самозапуска.

Время пуска асинхронных электродвигателей обычно составляет 8–15 с. Поэтому характеристика реле с зависимой характеристикой должна иметь при пусковом токе время, большее 12–15 с. На РЗ от перегрузки с независимой характеристикой выдержка времени принимается 14–17 с.

**Защита от перегрузки с тепловой характеристикой выдержки времени на цифровом реле.** В цифровое реле защиты двигателя, например, типа MiCOM P220, заложена тепловая модель двигателя из составляющих прямой и обратной последовательностей тока, потребляемого двигателем таким образом, чтобы учесть тепловое воздействие тока в статоре и роторе. Составляющая обратной последовательности токов, протекающих в статоре, наводит в роторе токи значительной амплитуды, которые создают существенное повышение температуры в обмотке ротора. Результатом сложения является эквивалентный тепловой ток  $I_{\text{экв}}$ , отображающий повышение температуры, вызванное током двигателя. Ток  $I_{\text{экв}}$  вычисляется в соответствии со следующей зависимостью:

$$I_{\text{экв}} = \sqrt{(I_{\text{пр}}^2 + K_3 I_{\text{обр}}^2)}, \quad (9.5)$$

где  $K_3$  – коэффициент усиления влияния тока обратной последовательности, учитывает повышенное воздействие тока обратной последовательности по сравнению с прямой последовательностью на нагрев двигателя. При отсутствии необходимых данных  $K_3$  принимается равным 4 – для отечественных двигателей и 6 – для зарубежных.

Начиная с этого эквивалентного теплового тока, тепловой импульс двигателя  $\Theta$  вычисляется каждые 90 мс защитой MiCOM P220 по выражению

$$\Theta_{I+1} = \left( \frac{I}{I_{\Theta >}} \right)^2 \left[ 1 - e^{-\frac{0,1}{T}} \right] + \Theta_I e^{-\frac{0,1}{T}}, \quad (9.6)$$

где  $I_{\Theta}$  – уставка тока тепловой перегрузки;  $\Theta_I$  – значение теплового импульса, подсчитанное предварительно (на 90 мс раньше);  $T$  – постоянная времени нагрева двигателя.

В зависимости от режима работы двигателя защита использует одну из трех следующих постоянных времени:

–  $T_{\text{в}1}$  – постоянная времени нагрева токами в диапазоне  $(1-2)I_{\text{д.ном}}$ ; нормальный процесс перегрузки, когда целесообразно учитывать теп-

лоотдачу двигателя в окружающую среду. При отсутствии данных об этой постоянной времени принимается равной 10 мин. Тепловая постоянная времени  $T_b1$  применяется в тех случаях, когда эквивалентный тепловой ток  $I_{\text{экв}}$  находится между 0 и  $2 I\Theta >$ , т. е. когда двигатель работает (режим нагрузки или перегрузки);

–  $T_b2$  – постоянная времени нагрева токами величиной более 2; пуск, заклинивание ротора, когда теплоотдачу двигателя в окружающую среду учитывать нецелесообразно. При отсутствии данных об этой постоянной времени принимается равной  $0,8T_b1$ . Начальная постоянная времени  $T_b2$  применяется в тех случаях, когда эквивалентный тепловой ток  $I_{\text{экв}}$  больше чем  $2I\Theta >$ , т. е. когда двигатель запускается или при заклинивании ротора;

–  $T_{\text{охл}}$  – постоянная времени охлаждения двигателя после его отключения; можно принять равной  $4T_b1$ . При этом учитывается, что в остановленном двигателе отсутствует искусственное охлаждение (остановлен вентилятор). Постоянная времени охлаждения  $T_{\text{охл}}$  применяется в тех случаях, когда двигатель отключен. В данном случае двигатель больше не потребляет ток и поэтому значение теплового импульса снижается во времени по следующему выражению:

$$\Theta_{I+1} = \Theta_I e^{-\frac{0,1}{T}}. \quad (9.7)$$

Уставка тока тепловой перегрузки (кратность к номинальному току ТТ) определяется по следующему выражению:

$$I\Theta > 1,1I_{\text{д.ном}}/K_I. \quad (9.8)$$

Таким образом, можно выбрать эти уставки, зная только номинальный ток двигателя. Эти данные для многих двигателей дают существенный запас, но могут не обеспечить технологический процесс с частыми пусками или тяжелыми условиями пуска. Поэтому при необходимости загрузить защиту, нужно произвести тепловые испытания или тепловые расчеты двигателей.

Сигнал тепловой перегрузки «ТЕПЛ.ПЕРЕГР» генерируется, когда значение  $\Theta$  достигнет 90 %. Может быть выполнено действие защиты от перегрузки на отключение.

#### **9.1.4. Дополнительные защиты двигателей при применении цифровых реле**

**Коррекция допустимого тока двигателя при изменении температуры окружающей среды.** Если наружная температура превы-

шает  $40^\circ$ , то уставка по допустимому току двигателя  $I\Theta$  уменьшается пропорционально превышению окружающей температуры по коэффициенту  $K$ :

$$K = 1 - \frac{T_{\text{окр}} - 40}{100}. \quad (9.9)$$

Функция вводится при ее наличии в реле и подключении к зажимам реле датчика температуры.

**Запрет отключения от тепловой перегрузки при пуске двигателя.** Функция обеспечивает завершение процесса пуска в случае достижения тепловой характеристикой  $\Theta$  величины, равной 1 в процессе пуска. Функция работает, если перед пуском двигателя величина  $\Theta$  была менее 0,9. При этом двигатель остается защищенным защитой от затяжного пуска. Функция автоматически выводится по истечении выдержки времени пуска  $tI_{\text{пуск}}$ . Уставки: «Да» или «Нет».

Сигнализация тепловой перегрузки вводится при действии защиты от перегрузки на отключение:  $\Theta_{\text{сигн}} = 0,95$ .

**Запрет пуска.** Повторный пуск запрещается, если тепловой импульс  $\Theta$  имеет такую величину, что при повторном пуске двигатель перегреется. Пуск двигателя может быть обеспечен, если начальное значение  $\Theta$  не превышает 0,9:  $\Theta_{\text{запрета пуска}} = 0,9$ .

**Затяжной пуск.** Время нормального пуска двигателей обычно может достигать 10–15 с, а для тяжелых условий пуска – до 25 с. Это время определяется главным образом механизмом, который приводится в действие двигателем. Факт пуска определяется по получению сигнала о включении выключателя или включению выключателя и появлению пускового тока.

Уставка по току пуска по условию отстройки от реально возможной перегрузки двигателей:

$$I_{\text{пуск}} = 2I\Theta. \quad (9.10)$$

Уставка по времени пуска должна отстраиваться от возможного времени пуска электродвигателя при неблагоприятных условиях:

$$T_{\text{пуск}} = 1,2T_{\text{пуск}}. \quad (9.11)$$

При отсутствии данных, исходя из допускаемого времени пуска в обычных условиях – 15 с, принимается  $T_{\text{пуск}} = 18$  с.

**Заклинивание ротора.** Заклинивание ротора двигателя может произойти при пуске двигателя или в процессе его работы. Для этих условий можно выполнить разные уставки.

Заклинивание ротора при пуске двигателя фиксируется по факту включения выключателя и при отсутствии сигнала от двигателя о его вращении после истечения выдержки времени  $t_{\text{зак}}$ .

Уставка по току пуска, по условию отстройки от реально возможной перегрузки двигателей:  $I_{\text{зак}} = 2I_{\Theta}$ .

Уставка по времени пуска должна отстраиваться от времени, после которого датчик скорости двигателя надежно зафиксирует его разворот:  $TI_{\text{зак}} = 5$  с.

При отсутствии на двигателе датчика вращения эта функция не может быть реализована. И ее роль с большей выдержкой времени выполняет функция «затяжной пуск».

Функция «заклинивание ротора» при работающем двигателе вводится автоматически при его успешном развороте после истечения заданной выдержки времени  $TI_{\text{пуск}}$ . Функция работает при условии отсутствия сигнала «разрешение самозапуска». Уставки по току и времени выполнены ранее. При наличии сигнала «разрешение самозапуска» данная функция блокируется на время  $TI_{\text{пуск}}$ .

В цифровых реле Seram 2000 защита двигателя от затяжного пуска и заклинивания ротора выполнена иначе. Первая защита срабатывает и отключает двигатель, если ток двигателя от начала процесса пуска превышает значение  $3I_{\text{ном}}$  в течение заданного времени  $t_1 = 2t_{\text{пуск}}$ . Начало пуска обнаруживается в момент увеличения потребляемого тока от 0 до значения 5 % номинального тока. Вторая защита срабатывает, если пуск завершен, двигатель работает нормально, и в установившемся режиме неожиданно ток двигателя достигает значения более  $3I_{\text{ном}}$  и держится в течение заданного времени  $t_2 = 3-4$  с.

**Несимметрия.** Защита двигателя от перегрузки токами обратной последовательности защищает двигатель от подачи напряжения с обратным чередованием фаз, от обрыва фазы, от работы при длительной несимметрии напряжений.

При подаче на двигатель напряжения с обратным чередованием фаз двигатель начинает вращаться в обратную сторону; приводимый в действие механизм может быть заклинен или вращаться с моментом сопротивления, отличающимся от момента прямого вращения. Таким образом, величина тока обратной последовательности двигателя мо-

жет колебаться в широких пределах. При обрыве фазы двигатель уменьшает вращающий момент в 2 раза и для компенсации у него в 1,6–2,5 раза увеличивается ток.

При несимметрии питающих напряжений ток обратной последовательности может иметь различную величину до самых малых значений. Появление тока обратной последовательности более всего влияет на нагрев ротора двигателя, где он наводит токи двойной частоты. Таким образом, целесообразно иметь защиту по току обратной последовательности  $I_2$ , которая отключала бы двигатель для предотвращения его перегрева. Защита имеет две ступени:

– ступень  $I_{обр} > c$  с независимой выдержкой времени. Ток срабатывания принимается равным  $(0,2–0,25)I_{ном}$  двигателя. Выдержка времени должна обеспечить отключение несимметричных КЗ в прилегающей сети, для чего она должна быть на ступень больше, чем защита питающего трансформатора:

$$I_{обр} \geq t_{МТЗ} + \Delta t. \quad (9.12)$$

– ступень  $I_{обр} \gg c$  с зависимой характеристикой выдержки времени может быть использована для повышения чувствительности защиты, если известны реальные тепловые характеристики двигателя по току обратной последовательности.

#### **9.1.5. Элементы противоаварийной автоматики двигателя**

**Потеря нагрузки.** Функция позволяет обнаружить расцепление двигателя с приводимым им в движение механизмом вследствие обрыва муфты, ленты транспортера и так далее по уменьшению рабочего тока двигателя.

Уставка минимального тока:

$$I \leq (1,2–1,5)I_{хх}, \quad (9.13)$$

где  $I_{хх}$  – ток холостого хода двигателя с механизмом, который определяется при испытаниях.

Выдержка времени минимального тока двигателя  $t_1$  определяется, исходя из технологических особенностей механизма – возможных кратковременных сбросов нагрузки, при отсутствии таких данных принимается равным  $t_1 \leq 5$  с.

Выдержка времени запрета автоматики минимального тока двигателя  $t_{\text{запр}}$  задерживает ввод автоматики при пуске двигателя, если нагрузка подключается к двигателю после его разворота или определяется исходя из технологии подачи нагрузки на двигатель, если нагрузка подключена к двигателю постоянно. Уставка должна быть равна времени разворота двигателя, плюс необходимый запас:

$$t_{\text{запр}} = 1,2T_{\text{пуск}}. \quad (9.14)$$

**Количество пусков двигателя.** При отсутствии конкретных данных по двигателю можно руководствоваться следующим:

- согласно [2], двигатели обязаны обеспечивать два пуска из холодного состояния и один из горячего состояния;
- постоянная времени охлаждения двигателя равна 40 мин.

**9.1.6. Защита двигателей от замыкания на землю.** В соответствии с [1] РЗ от замыканий на землю в обмотке статора с действием на отключение устанавливается на двигателях мощностью 2000 кВт и более при токах замыкания на землю более 5 А, а на электродвигателях меньшей мощности – при токах замыкания на землю более 10 А. В эксплуатации, однако, при токах замыкания на землю более 5 А РЗ от замыканий на землю часто устанавливают на электродвигателях любой мощности, что способствует ограничению их повреждений при замыканиях на землю. В отечественной практике считается, что ток менее 5 А не приводит к повреждению стали шихтованного магнитопровода статора и ремонт двигателя в данном случае не вызовет существенных затрат. В отношении конкретного значения опасного тока замыкания на землю в мировой практике нет единого мнения. По одним данным, этот ток не должен превышать 2–2,5 А, по другим – 10 А.

Защита от замыканий на землю реагирует на суммарный емкостный ток сети, гальванически связанной с двигателем, и выполняется с помощью одного токового реле, которое подключается к ТТ нулевой последовательности (ТТНП), установленному на кабеле, питающем двигатель (рис. 9.3, а). Применяются ТТНП типов ТЗ, ТЗР, ТЗЛМ и др.

В случае, если питание электродвигателя осуществляется по нескольким параллельным кабелям (двум-четырем), вторичные обмотки ТТНП, надетые на каждый из них, соединяются последовательно или параллельно.

На электродвигателях большой мощности, для питания которых прокладывается больше четырех кабелей или трех одножильных типа ПвП или АПвП, РЗ от замыканий на землю выполняется с одним общим ТТНП.

Ток срабатывания РЗ выбирается на основании методики, аналогичной РЗ кабельных линий, реагирующих на емкостный ток промышленной частоты:

$$I_{с.з} = K_{отс} K_{б} I_{с}, \quad (9.15)$$

где  $I_{с}$  – собственный емкостный ток электродвигателя и питающей его кабельной линии;  $K_{отс}$  – коэффициент отстройки, принимаемый равным 1,2–1,3;  $K_{б}$  – коэффициент, учитывающий бросок емкостного тока электродвигателя при внешних перемежающихся замыканиях на землю. Для РЗ, действующей без выдержки времени, значение этого коэффициента принимается равным 3–4. Для цифровых реле  $K_{б} = 2$ . Для повышения чувствительности РЗ допускается принимать уменьшенное значение  $K_{отс} \cdot K_{б} = 1,5–2$ . Защита при этом выполняется с выдержкой времени 1–2 с.

Коэффициент чувствительности защиты определяется как отношение суммарного емкостного тока сети к току срабатывания защиты (9.15) и должен составлять не менее 1,25.

Поскольку мощность ТТНП невелика, для обеспечения максимальной чувствительности РЗ от замыканий на землю к каждому типу ТТНП необходимо подбирать токовое реле на определенный ток срабатывания, имеющее соответствующее сопротивление обмотки (реле РТЗ-51, РТ-40/0,2). В составе цифровых защит имеется промежуточный трансформатор, к которому подключается ТТНП для ЗЗ. Подобные вводы имеются в устройствах защиты серии MiCOM P120, P200, применяемых для защиты двигателей.

С целью уменьшения перенапряжений при замыканиях на землю, а также для повышения чувствительности и селективности действия РЗ электродвигателей 6 кВ и трансформаторов СН 6,3 кВ эти сети могут работать с нейтралью, заземленной через резистор. Для этого на каждой секции блочных СН 6,3 кВ устанавливается дополнительный заземляющий трансформатор (ДТ) (рис. 9.3, б) со схемой соединения обмоток «звезда с заземленной нейтралью – треугольник». В нейтраль ДТ включаются параллельно два высоковольтных заземляющих резистора, изготовленные из специального электротехническо-

го бетона (бетела). При этом в случае однофазного замыкания на землю в двигателе по его цепи будет протекать активный ток  $3I_0$ , достаточный для надежного действия защиты и допустимый по условию ограничения повреждения в двигателе от тока замыкания на землю. Одновременно по цепям неповрежденных элементов, присоединенных к тем же шинам, будут протекать только емкостные токи нулевой последовательности, от которых защиты рассматриваемых присоединений могут быть легко отстроены. Наличие заземляющих резисторов резко снижает вероятность перехода однофазных замыканий на землю в двухфазные и двойные КЗ, так как перенапряжения на неповрежденных фазах не будут превышать при этом значения линейного напряжения.

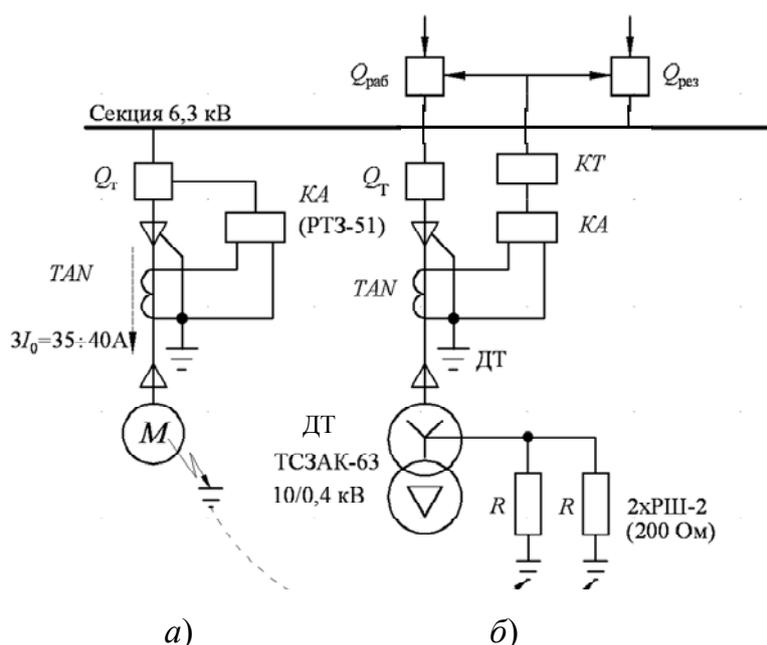


Рис. 9.3. Структурная схема защиты от замыканий на землю:  
 а – защита двигателя от замыканий на землю;  
 б – схема подключения дополнительного трансформатора с заземляющими резисторами

Защита электродвигателя от замыканий на землю, как и ранее, выполняется с помощью токового реле, подключенного к ТТНП и действующего на отключение электродвигателя без выдержки времени. При отказе ЗЗ или выключателя на поврежденном присоединении, или при замыкании  $K^{(1)}$  на шинах секции имеется опасность повреждения заземляющих резисторов  $R$  в нейтрали дополнительного трансформатора ДТ (рис. 9.3, б). Для исключения этого на ДТ предусматривается защита нулевой последовательности ( $КА$ ,  $КТ$ ), действующая

с выдержкой времени 0,6 с на отключение трансформатора (линии), питающего секцию 6 кВ.

Для электродвигателей механизмов карьеров, рудников, торфоразработок и других предприятий, где требуется по условиям безопасности быстрое отключение замыкания на землю даже при очень малых значениях тока в месте повреждения (0,3–0,5 А), рекомендуется применять более чувствительную направленную РЗ от замыканий на землю типа ЗЗП-1, имеющую данную функцию. Эта защита не требует отстройки от собственного емкостного тока двигателя и поэтому может быть выполнена более чувствительной.

Для выполнения РЗ от двойных замыканий на землю на электродвигателях, оснащенных продольной дифференциальной РЗ в двухфазном исполнении или в случае, если основная ступень ЗЗ выполнена с выдержкой времени, к вторичной обмотке ТТНП подключается действующее на отключение без выдержки времени второе токовое реле, имеющее уставку 100–200 А. Можно применить также микропроцессорное реле защиты, имеющее несколько ступеней защиты от замыканий на землю.

**9.1.7. Защита минимального напряжения.** Защита минимального напряжения (ЗМН) устанавливается на электродвигателях, которые необходимо отключать при понижении напряжения для обеспечения самозапуска ответственных электродвигателей, а также электродвигателей, самозапуск которых при восстановлении напряжения недопустим по условиям техники безопасности или особенностям технологического процесса.

Отключение электродвигателей при исчезновении напряжения обеспечивается установкой одного реле минимального напряжения, включенного на линейное напряжение. Существенным недостатком такой ЗМН является возможность ее неправильной работы в случае обрыва цепей напряжения. Поэтому РЗ с одним реле напряжения применима лишь для неответственных электродвигателей. Обычно применяется ЗМН с контролем снижения напряжения одновременно в трех фазах по логической схеме И. Напряжение срабатывания реле минимального напряжения принимается порядка  $0,7U_{ном}$ . Выдержки времени на отключение: 0,5–1,5 с – для неответственных электродвигателей; 10–15 с – для ответственных. На блочных электростанциях обычно применяется групповая защита минимального напряжения с уставками:

- Первая ступень осуществляет обеспечение самозапуска остающихся в работе электродвигателей. Она действует на часть двига-

телей (неответственных). Уставка выбирается по условиям обеспечения возврата при восстановлении напряжения после отключения КЗ:

$$U \leq 0,7U_n.$$

Выдержка времени первой ступени отстраивается от времени действия защит отходящих линий (двигателей) и обычно равна по времени защите питающего ввода:

$$t_{\text{ЗМН}} = t_{\text{МТЗ ВВ}}. \quad (9.16)$$

Для устойчивой работы двигателей необходимо, чтобы все защиты отходящих линий имели ТО без выдержки времени. Если это условие не обеспечивается, двигатели могут затормозиться и последует самозапуск всех двигателей, который может оказаться неуспешным, поэтому, как правило, для некоторых двигателей ЗМН равна 0,3–0,5 с.

• Вторая ступень используется для отключения остальных двигателей, если напряжение недостаточно для запуска двигателей или по технологическим условиям самозапуск уже нецелесообразен.

Уставка по напряжению равна напряжению, при котором двигатель уже не может развернуться:

$$U \leq (0,5-0,7)U_n. \quad (9.17)$$

Выдержка времени второй ступени определяется технологическими условиями работы механизмов и обычно равна  $t_2 = 3-10$  с.

## 9.2. Защита электродвигателей напряжением 0,4 кВ

**9.2.1. Защита асинхронных электродвигателей.** Защиту электродвигателей напряжением 380 В осуществляют исходя из тех же требований, которые предъявляются к электродвигателям более высоких напряжений. Для этих электродвигателей применяются ТО от междуфазных КЗ, защита от перегрузки и защита минимального напряжения. Защита от КЗ может осуществляться с помощью плавких предохранителей, при этом в качестве коммутационного аппарата используется трехфазный магнитный пускатель (контактор).

Магнитными пускателями называют трехфазные коммутационные аппараты низкого напряжения (контакторы), предназначенные для дистанционного управления трехфазными электродвигателями и

рассчитанные на разрыв нормального рабочего тока двигателя и тока его перегрузки, но не тока КЗ. Отключение токов КЗ при применении магнитного пускателя возлагается на включаемые последовательно с ним предохранители или автоматические выключатели. Схема включения с помощью пускателя и защиты предохранителями показана на рис. 9.4. Магнитные пускатели в большинстве случаев не имеют защелки и во включенном положении удерживаются действием электромагнита, обмотка которого подключена на напряжение питания. Включение магнитного пускателя осуществляется нажатием кнопки *SB1*. При этом замыкается цепь обмотки удерживающего электромагнита, якорь которого притягивается и замыкает механически связанные с ним силовые контакты. Кнопка *SB1* имеет самовозврат, поэтому после ее размыкания цепь обмотки электромагнита остается замкнутой через вспомогательный контакт *KM1*, шунтирующий кнопку *SB1*. Для отключения пускателя вручную служит кнопка *SB2*, при нажатии которой разрывается цепь удерживания электромагнита, и его якорь, отпадая, размыкает силовые контакты *KM1*. При понижении напряжения питающей сети электромагнит отпадает и электродвигатель отключается, чем осуществляется защита минимального напряжения. После восстановления напряжения магнитный пускатель сам включиться не может – включение его должно осуществляться вручную. Защита электродвигателя от перегрузки выполняется тепловыми реле *KA1–KA3*. Тепловые реле настраиваются таким образом, чтобы они не срабатывали от токов, проходящих при пуске и самозапуске электродвигателя.

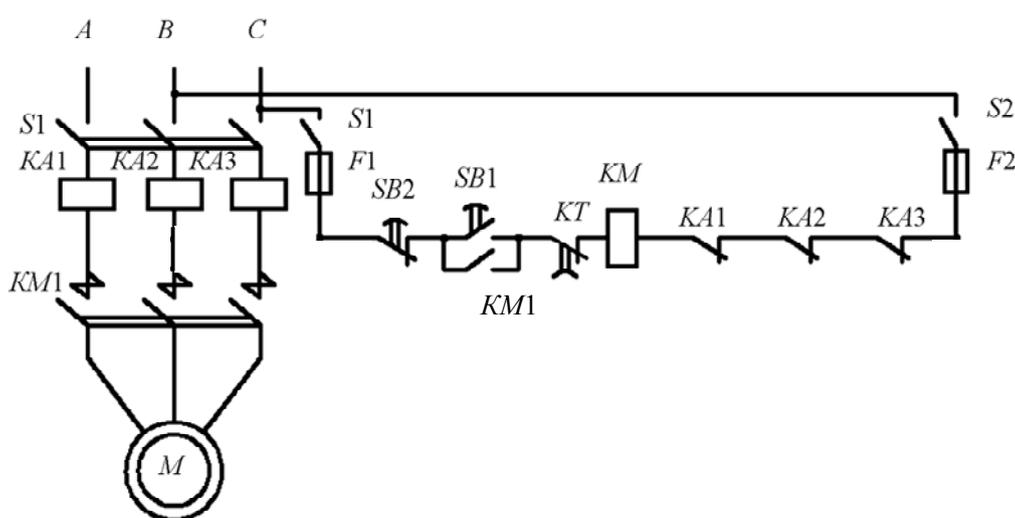


Рис. 9.4. Схема защиты электродвигателя напряжением 0,4 кВ с магнитным пускателем

Схема цепей управления магнитным пускателем (рис. 9.4) применяется для защиты неотчетственных электродвигателей, подверженных технологической перегрузке. В том случае, если электродвигатель не подвержен перегрузкам, из схемы исключаются контакты тепловых реле. На ответственных электродвигателях, которые не должны отключаться при снижениях напряжения, вместо кнопок управления *SB1* и *SB2* устанавливается однополюсный выключатель, которым производится включение и отключение электродвигателя. После восстановления напряжения магнитный пускатель вновь включается, так как однополюсный выключатель остается замкнутым.

На более мощных электродвигателях применяются автоматические выключатели, которые имеют катушки включения и отключения, а также встроенные реле косвенного действия. Они остаются включенными при снятии напряжения питания. В последних вариантах автоматов для двигателей большой мощности используются выносные аналоговые или микропроцессорные устройства защиты, действующие на электромагнит отключения.

Защита от междуфазных КЗ осуществляется в простейшем случае электромагнитными расцепителями мгновенного срабатывания – отсечкой автоматического выключателя, которая резервируется расцепителем с зависимой характеристикой выдержки времени. В тех случаях, когда встроенные в автоматический выключатель расцепители не обеспечивают надежной защиты электродвигателя, применяется выносная защита в виде ТО с реле тока, подключенным к ТТ двух фаз, действующая без выдержки времени на независимый расцепитель. При выполнении защиты электродвигателей от КЗ необходимо учитывать, что сети 0,4 кВ работают с заземленной нейтралью и, следовательно, в этих цепях возможны все виды КЗ, в том числе и однофазные. Поэтому предохранители устанавливаются во всех фазах, а расцепители и токовые реле, с помощью которых осуществляется РЗ от КЗ, также должны реагировать на токи, проходящие во всех фазах и нулевом проводе.

Поскольку токи однофазного КЗ на землю в сети 0,4 кВ обычно меньше токов трехфазного КЗ, не всегда удастся обеспечить необходимую чувствительность электромагнитных расцепителей автоматических выключателей к однофазным КЗ. При этом для РЗ от однофазных КЗ используется чувствительное токовое реле, например, типа РТ-40/0,2, присоединенное к ТТНП, надеваемому на кабель, питающий электродвигатель. Так, выносную РЗ от однофазных КЗ на землю

рекомендуется устанавливать на электродвигателях, питающихся от трансформаторов собственных нужд со схемой соединения обмоток  $\Delta/Y_n$ , у которых уставка отсечки автоматического выключателя 4000 А и более. Такая же РЗ рекомендуется для электродвигателей с уставкой ТО автоматического выключателя 2000 А и более, питающихся от трансформаторов собственных нужд со схемой соединения обмоток  $Y/Y_n$ , у которых токи однофазных КЗ на землю значительно меньше, чем у трансформаторов со схемой соединения обмоток  $\Delta/Y_n$ . Вследствие значительного загробления отсечки автоматического выключателя по условию отстройки от пускового тока электродвигателя часто не удастся обеспечить необходимую чувствительность защиты от перегрузки с помощью тепловых расцепителей, имеющих зависимую характеристику. В данном случае РЗ от перегрузки выполняется с помощью реле тока и времени.

В отдельных случаях на электродвигателях устанавливается специальная РЗ от работы на двух фазах, действующая на отключение электродвигателя. Применение такой РЗ необходимо на электродвигателях, защищенных от КЗ плавкими предохранителями и не имеющих действующей на отключение РЗ от перегрузки. Защита от режима работы двумя фазами осуществляется с помощью реле обрыва фаз (например, *E511* или *ЕЛ11-13*). Эта защита работает по факту появления напряжения обратной последовательности. Реле подключается после питающего пускателя (автомата).

Специальных выносных защит двигателей 0,4 кВ имеется значительное количество вариантов. В качестве примеров рассмотрим цифровое реле *MiCOM P211* и микропроцессорный блок защит типа БЗ-03.

Реле *MiCOM P211* (рис. 9.5) защищает: от КЗ; перегрузок; недогрузок; несимметричного режима; исчезновения фазы питания; перегрева двигателя; замыканий на землю. Реле включается непосредственно в силовые цепи двигателя, для чего в корпусе реле имеются отверстия для пропуска трех фаз двигателя. Если двигатель маломощный, то чувствительность защиты можно повысить, пропустив провод в отверстие несколько раз. Количество витков определяется отношением номинального (базисного) тока двигателя к минимальной уставке. Так, при номинальном токе двигателя, равном 2,5 А, можно пропустить два витка и выполнить уставку  $2,5 \cdot 2 = 5$  А.

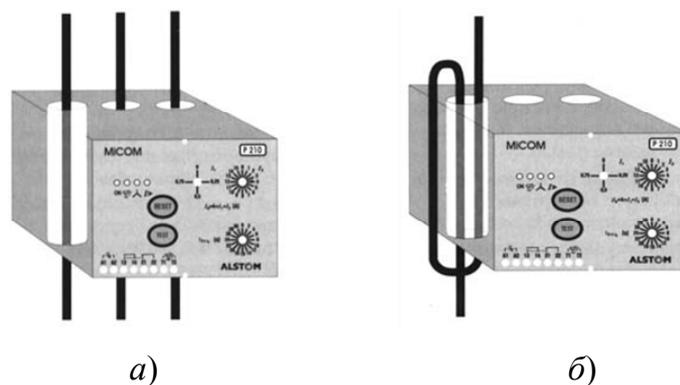


Рис. 9.5. Принцип подключения для двигателей:  
 $a - c I_n > \min I_{\phi}$ ;  $б - c I_n < \min I_{\phi}$

Если номинальный ток двигателя превышает 80 А, то устанавливаются ТТ, а их вторичные цепи должны проходить через реле. Рекомендуется применять ТТ класса 3 или 5 с током вторичной цепи 5 А. Трансформаторы тока подключаются в цепь питания двигателя. Первичный ток ТТ должен быть равен или больше  $0,8I_{\text{ном}}$ .

Основой выбора уставок защиты на цифровых реле является задание базисного тока  $I_{\phi}$ , относительно которого задаются остальные уставки. Базисный ток принимается равным номинальному току двигателя.

Защита от перегрузки работает по зависимой характеристике. Она запускается при токе нагрузки, равном  $1,1I_{\phi}$ . Время отключения ( $t_{6I_{\phi}}$ ) задается при токе, равном  $6I_{\phi}$ , и выполняется в пределах 1–40 с при холодном состоянии двигателя. Таким образом, выбирается одна из 16 возможных характеристик. Задаваемая характеристика должна соответствовать двухкратному времени пуска двигателя из холодного состояния.

Защита имеет тепловую память: при токе нагрузки, превышающем  $0,9I_{\phi}$ , защита начинает фиксировать нагрев двигателя и постепенно, через  $36t_{6I_{\phi}}$  переходит на характеристику нагретого двигателя. Тепловое состояние нагретого двигателя принимается за 50 %. Таким образом, защита обеспечивает выполнение требований [2] о возможности пуска двигателя два раза из холодного состояния и один раз – из горячего.

Тепловая память при полном нагреве двигателя будет отменена через время  $216t_{6I_{\phi}}$  после того, как величина тока уменьшится ниже  $0,7I_{\phi}$ .

Защита от несимметрии при неполнофазном режиме срабатывает при несимметрии, превышающей 10–50 % согласно заданной уставке (при обрыве фазы имеем 100%-ю несимметрию).

Уставка ТО может быть выполнена в пределах  $(5-12)I_{\phi}$ ; выдержка времени – 0,1 с.

Защита минимального тока вводится для отключения двигателя в случае его расцепления с приводимым механизмом или прекращения подачи материала в приводимый механизм. Применение такой защиты необязательно и диктуется, как правило, требованиями технологического процесса.

Защита от повышения температуры использует встроенные внутри двигателя датчики температуры – терморезисторы, общим сопротивлением 1500 Ом в холодном состоянии. Защита срабатывает при увеличении сопротивления до величины 4000 Ом.

Выпускается реле защиты MiCOM P211R, специально предназначенное для подключения ТТ. В состав функций реле входит дополнительно ЗЗ. Такое реле целесообразно применять для двигателей напряжением 6–10 кВ.

**Защита двигателей переменного тока с применением микропроцессорного блока защит типа БЗ-03.** Блок защиты электродвигателя БЗ-03 (БЗ) предназначен для защиты трехфазных электродвигателей от перегрузок или обрыва фазы. Защита осуществляется путем отключения электродвигателя при возникновении аварийных режимов.

**Устройство и принцип действия блока защиты.** Блок защиты состоит из микроконтроллера и датчиков тока. Структурная схема БЗ приведена на рис. 9.6.

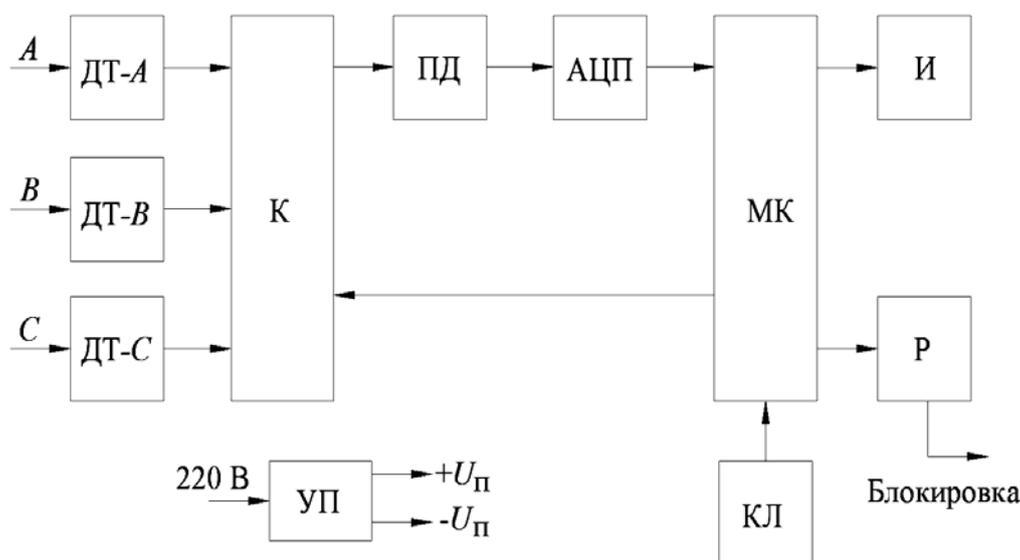


Рис. 9.6. Структурная схема блока защиты: ДТ-А – датчик тока фазы А; ДТ-В – датчик тока фазы В; ДТ-С – датчик тока фазы С; К – коммутатор; ПД – пиковый детектор; АЦП – аналого-цифровой преобразователь; МК – микроконтроллер; И – индикатор; Р – реле; Кл – клавиатура; УП – узел питания

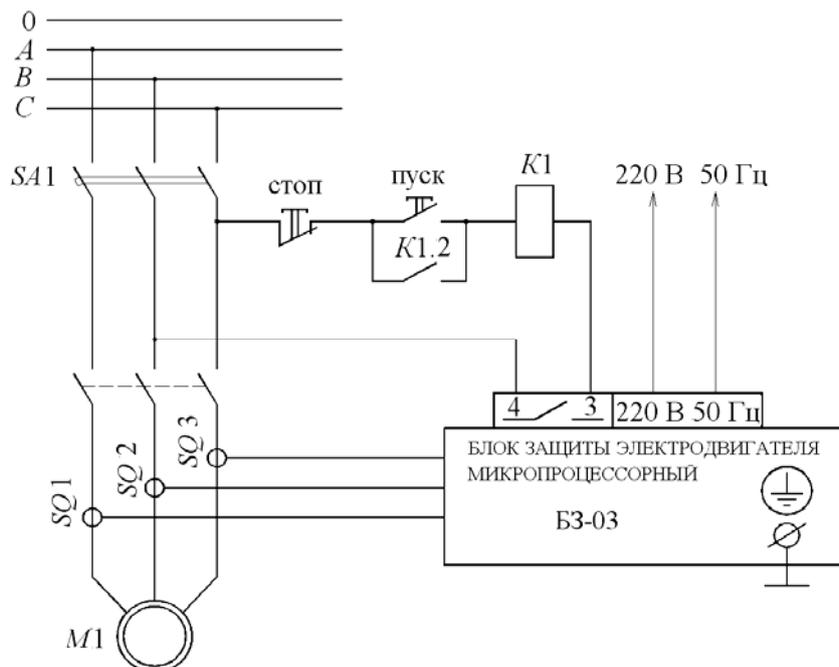


Рис. 9.7. Схема подключения БЗ:  $K1$  – пускатель магнитный;  $M1$  – электродвигатель;  $SA1$  – выключатель автоматический;  $SQ1$ – $SQ3$  – датчики тока

Датчики тока служат для преобразования токов в цепях питания двигателя в напряжение (рис. 9.7). Первичные цепи датчиков тока образуются проводами, пропускаемыми через тороидальные магнитопроводы датчиков тока. Микроконтроллер с помощью коммутатора, пикового детектора и АЦП измеряет токи в силовых проводах фаз  $A$ ,  $B$  и  $C$ . При этом коммутатор подключает для измерения одну из фаз, а пиковый детектор усиливает и запоминает на время аналого-цифрового преобразования уровни сигналов, снимаемых с датчиков тока. Значение максимального значения из измеренных фазных токов отображается на индикаторе. По измеренным значениям токов выявляются аварийные режимы работы двигателя: обрыв фазы и перегрузка по току. При появлении аварийных режимов вырабатывается сигнал «Блокировка», срабатывает реле  $P$ , с помощью которого производится отключение магнитного пускателя. Кнопки в устройстве предназначены для установки параметров защиты в цифровой форме. Параметры в процессе ввода отображаются на индикаторе, а по окончании ввода записываются во внутреннюю энергонезависимую память данных. В этой же памяти накапливаются сведения о количестве аварийных отключений двигателя отдельно по токовой перегрузке и по обрыву фазы. Количество отключений по изложенным причинам отображается на индикаторе во время нажатия соответствующих кнопок.

**9.2.2. Особенности защиты синхронных двигателей.** Пуск большинства синхронных электродвигателей производится при отсутствии возбуждения прямым включением в сеть. Для этой цели на роторе синхронного электродвигателя предусматривается дополнительная короткозамкнутая обмотка, выполняющая во время пуска ту же роль, что и в короткозамкнутом роторе асинхронного электродвигателя. Когда скольжение электродвигателя приближается к нулю, включается возбуждение и электродвигатель втягивается в синхронизм под влиянием синхронного момента. Во время пуска синхронный электродвигатель потребляет из сети повышенный ток, который по мере уменьшения скольжения затухает, так же как и у асинхронного электродвигателя.

Эффективным средством повышения устойчивости электродвигателя является форсировка возбуждения, увеличивающая его ЭДС. Опыт показал, что при глубоких понижениях напряжения (до нуля) синхронные электродвигатели, работающие с номинальной нагрузкой, выходят из синхронизма, если перерыв питания превышает 0,5 с.

При нарушении синхронизма частота вращения электродвигателя уменьшается и он переходит в асинхронный режим. При этом в пусковой обмотке и цепи ротора появляются токи, создающие дополнительный асинхронный момент, под влиянием которого синхронный электродвигатель может остаться в работе с некоторым скольжением. Токи, появляющиеся в статоре, роторе и пусковой обмотке электродвигателя при асинхронном режиме, вызывают их повышенный нагрев, поэтому длительная работа синхронных электродвигателей в асинхронном режиме с нагрузкой более 0,4–0,5 номинальной недопустима.

В связи с этим появляется необходимость в специальной РЗ от асинхронного режима, которая должна реализовать мероприятия, обеспечивающие ресинхронизацию электродвигателя или отключить его. Ресинхронизация состоит в том, что с электродвигателя снимается возбуждение (при этом его асинхронный момент повышается и скольжение уменьшается), через некоторое время включается возбуждение и электродвигатель вновь втягивается в синхронизм. Признаком нарушения синхронизма электродвигателя является появление колебаний тока в статоре и переменного тока в роторе.

Исследования и опыт эксплуатации показывают, что после отключения КЗ или включения резервного источника питания многие синхронные электродвигатели могут самозапуститься, т. е. вновь (са-

ми) втягиваться в синхронизм. Самозапуск синхронных электродвигателей возможен, если после восстановления напряжения асинхронный момент электродвигателя настолько увеличится, что он сможет снова втянуться в синхронизм.

На синхронных электродвигателях устанавливаются следующие РЗ: от междуфазных повреждений в статоре; замыканий обмотки статора на землю; перегрузки; от асинхронного хода; понижения напряжения в сети.

Защита от междуфазных повреждений выполняется мгновенной в виде ТО или продольной дифференциальной защиты по такой же схеме, как у асинхронных электродвигателей. Отличие заключается в том, что РЗ синхронного электродвигателя одновременно с отключением выключателя двигателя включает автомат гашения поля (АГП). Ток срабатывания отсечки отстраивается от пусковых токов и токов самозапуска электродвигателя. Крупные электродвигатели оборудуются продольной дифференциальной РЗ. При этом, как и в трансформаторе, применяется процентное торможение. Защита от замыканий обмотки статора на землю применяется при токах замыкания на землю более 5 А. Защита от перегрузки обычно выполняется совмещенной с РЗ от асинхронного хода (рис. 9.8).

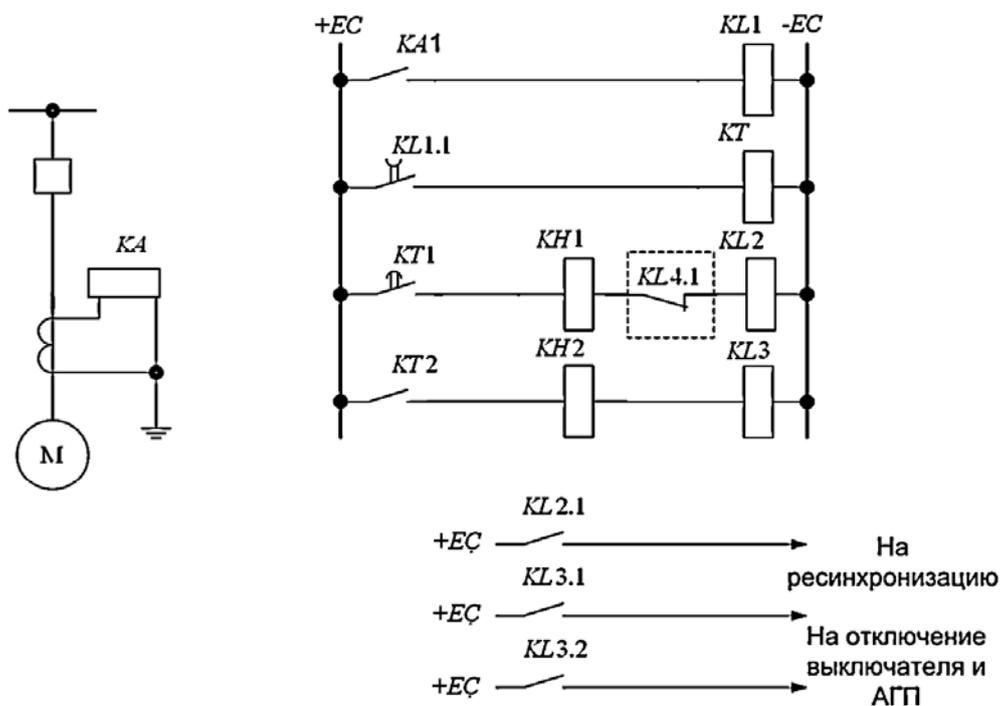


Рис. 9.8. Схема защиты синхронного электродвигателя от асинхронного режима на электромеханических реле: а – цепи тока; б – цепи постоянного оперативного тока

В качестве пускового органа в схеме РЗ от асинхронного режима и перегрузки используется токовое реле  $KA$  типа РТ-40. Это реле воздействует при срабатывании на промежуточное реле  $KL1$ , контакты которого  $KL1.1$  в цепи реле времени  $KT$  замыкаются мгновенно, а размыкаются с замедлением. При асинхронном режиме реле времени  $KT$  не успевает возвратиться за время  $\Delta t$  спада тока между циклами качаний (рис. 9.9) и постепенно, за несколько периодов качаний набирает время и срабатывает на отключение. Для надежной работы РЗ время возврата  $t_{\text{воз}}$  промежуточного реле  $KL1$  должно быть больше времени  $\Delta t$  (рис. 9.9), в течение которого ток качаний недостаточен для действия реле, т. е.  $t_{\text{воз}} > \Delta t$ . Выдержка времени РЗ выбирается больше времени затухания пусковых токов электродвигателя. Как показал опыт эксплуатации, устройство защиты двигателя от перегрузки должно иметь выдержку на возврат ИО защиты порядка 0,5 с, что позволяет ее успешно использовать в качестве защиты от асинхронного режима.

Реле времени  $KT$  имеет две выдержки времени. По истечении первой выдержки времени замыкается контакт  $KT1$ , после чего промежуточное реле  $KL2$  подает команды на осуществление ресинхронизации.

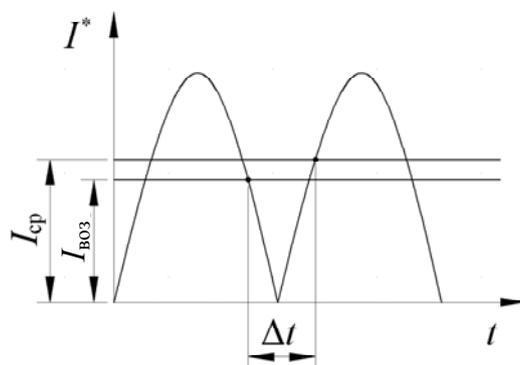


Рис. 9.9. Изменение тока статора синхронного электродвигателя при асинхронном режиме

В случае, если ресинхронизация не происходит и качания тока продолжают, замыкаются контакты реле времени  $KT2$ , после чего промежуточное реле  $KL3$ , замкнув свои контакты, подает команды на отключение выключателя и АГП.

Для предотвращения срабатывания РЗ при форсировке возбуждения, когда увеличивается ток статора, цепь обмотки реле времени размыкается контактом  $KL4.1$ . На СД большой мощности в качестве защиты от асинхронного режима возможно применение реле сопротивления.

Уставка по току такой комбинированной защиты выбирается так же как и обычная защита от перегрузки: ток срабатывания определяется по формуле (9.4), выдержка времени отстраивается от времени пуска двигателя с учетом времени возврата реле  $KL1$ :

$$t_{с.з} = t_{сам} + t_{воз KL1} + \Delta t_3. \quad (9.18)$$

Учитывая возможность затягивания процесса разворота двигателя, время запаса ( $t_3$ ) принимается равным 2–3 с.

Время возврата реле  $KL1$  должно перекрывать время возврата токового реле в период асинхронного режима:  $t_{воз KL1} > \Delta t$ . Можно принять  $t_{воз KL1}$  равным 0,5–0,7 с.

Защита минимального напряжения выполняется так же как и на асинхронных электродвигателях.

**Защита минимального напряжения.** СД не допускает подачи несинхронного напряжения в случае, если возбуждение его включено (во избежание его включения в противофазу). Поэтому при исчезновении напряжения или его посадке СД должны отключаться от сети, а после восстановления напряжения могут включаться вновь, если их включение необходимо, и они имеют схему автоматического повторного пуска. Возможен также их перевод в асинхронный режим отключением возбуждения и подачей возбуждения после появления напряжения.

С целью предотвращения подачи напряжения на возбужденные СД автоматика, которая подает напряжение на шины, должна выполняться с контролем отсутствия напряжения (достаточно  $0,3U_{ном}$ ). Недопустимо, например, выполнение АВР только по признаку отключения выключателя питающего ввода.

Защита минимального напряжения для СД выбирается по следующим условиям:

$$U \leq 0,7U_{ном}; \quad t = 0,5 \text{ с}. \quad (9.19)$$

*Примечание.* Для обеспечения устойчивой работы двигателя и связанного с ним механизма необходимо не допускать подключения к секции шин, откуда питаются СД, посторонней нагрузки. Если это невозможно, то посторонние фидера должны иметь отсечку без выдержки времени. Если селективную отсечку применить невозможно, то применяют неселективную ТО с выполнением селективности с помощью АПВ линий. В ряде случаев применяется специальная отсечка по напряжению с уставкой, равной уставке защиты минимального напряжения, без выдержки времени. Уставка по напряжению отсечки и защиты минимального напряжения в данном случае обычно принимается равной  $0,6U_{ном}$ .

**Отключение синхронных двигателей при понижении частоты.** Для ускорения подачи напряжения с помощью устройств АВР или АПВ целесообразно отключать двигатели автоматикой понижения частоты. После отключения питающего напряжения двигатель быстро тормозится и частота напряжения, которое СД генерирует на шины, быстро падает. При быстром его отключении сразу исчезает напряжение подпитки и запускается схема АВР (АПВ).

При выборе уставки по частоте следует иметь в виду другую автоматику, которая установлена в питающей системе – автоматическая частотная разгрузка (АЧР). Поэтому уставка отключения СД по частоте должна быть отстроена от самой низкой уставки быстродействующей АЧР, которая в настоящее время равна 46,5 Гц и 0,5 с. Если двигатель сам подключен к какой-то очереди АЧР, в качестве уставки можно принять уставку этой очереди. Если нет, то можно принять уставку по частоте, равной 46 Гц и 0,5 с.

### 9.3. Микропроцессорные защиты электродвигателей

**Фирма GE.** Реле MIG – содержит ТО, максимальную защиту, 33 с выдержкой и без выдержки времени, защиту от перегрузки, от несимметрии по фазам, защиту от длительного пуска и застревания ротора. Реле M60 содержит дифференциальную защиту, ТО, 33 с выдержкой и без выдержки времени, защиту от перегрузки, защиту по току обратной последовательности, защиту от повышения и понижения напряжения, защиту от повышения напряжения обратной последовательности.

**Фирма ABB.** Реле REM543 может включать в себя три ступени токовой защиты, две ступени токовой защиты с блокировкой по напряжению, три ступени направленной или ненаправленной токовой 33, дифференциальную защиту, защиту от перегрузки и несимметричного режима, двухступенчатую защиту от повышения и понижения напряжения, двухступенчатую защиту от повышения напряжения обратной последовательности, защиту пусковых режимов двигателя, защиту от реверса фаз. Перечень функций, входящих в конкретное устройство, выбирается в каждом случае, так как вместить их все одновременно невозможно по загрузке процессора. Реле SPAC802 содержит ТО, максимальную защиту, 33 с выдержкой времени, защиту от перегрузки, от несимметрии по фазам, сброса нагрузки, защиту пусковых режимов двигателя, защиту от реверса фаз.

**Фирма SIEMENS.** Реле 7SJ551 содержит ТО, максимальную защиту, ЗЗ с выдержкой и без выдержки времени, защиту от перегрузки, от сброса нагрузки, по току обратной последовательности, защиту пусковых режимов двигателя, защиту от повышения и понижения напряжения. Реле 7SJ60 содержит ТО, максимальную защиту, ЗЗ с выдержкой и без выдержки времени, защиту от перегрузки, от сброса нагрузки, по току обратной последовательности, защиту пусковых режимов двигателя. Реле 7UT512/513 содержит дифференциальную защиту, ТО, ЗЗ с выдержкой и без выдержки времени, защиту от перегрузки, реле 7UT513 имеет также чувствительную ЗЗ на принципе сравнения токов нулевой последовательности. Реле SEL501 содержит токовую защиту, ЗЗ, защиту от перегрузки симметричным током и током обратной последовательности, защиту обратной последовательности. Реле SEL387А содержит дифференциальную защиту, токовую защиту, ЗЗ, защиту по току обратной последовательности.

#### 9.4. Схемы релейной защиты электродвигателей

Защита электродвигателей от всех видов КЗ и перегрузки (рис. 9.10) применяется, если встроенные в автоматический выключатель защиты недостаточно чувствительны. Токовая отсечка от междуфазных КЗ (реле *КАА*, *КАС*) и защита от однофазных КЗ (реле *КА0*) действуют на отключение выключателя *Q* (независимый расцепитель *УАТ*) без выдержки времени. Реле *КА0* включено на фильтр токов нулевой последовательности (в нулевой провод трех ТТ) и поэтому реагирует только на ток замыкания на землю. Защита от перегрузки (реле *КАВ*) действует с выдержкой времени на отключение или на сигнал (в последнем случае контакт *КТ* включается в цепь сигнализации). Шинки оперативного тока *ЕС* питаются от независимых источников, например, от шкафа постоянного оперативного тока типа ШОТ.

Ток срабатывания токовой отсечки определяется по выражению (9.1), в котором принимается  $K_n = 1,4-1,5$ . Коэффициент чувствительности при двухфазном металлическом КЗ на зажимах электродвигателя должен быть не менее 1,5, допускается его снижение до 1,2 при КЗ через переходные сопротивления, т. е.

$$K_{ч}^{(2)} = 0,867 I_{ПО\ мин}^{(3)} / I_{с.з}, \text{ т. е. больше или равно } 1,5;$$

$$K_{ч.д}^{(2)} = 0,867 I_{ПО\ мин}^{(3)} / I_{с.з}, \text{ т. е. больше или равно } 1,2.$$

Защита электродвигателей от однофазных КЗ применяется, если защиты от многофазных КЗ не обеспечивают отключение однофазных КЗ. Пусковой орган защиты электродвигателей от однофазных КЗ *КА0* (рис. 9.10) включается в схему фильтра токов нулевой последовательности. Возможно также применение для защиты от однофазных КЗ ТТ нулевой последовательности *ТА0* (рис. 9.11) типа ТЗЛМ (ТЗЛ, ТЗР), сквозь окно которого пропускают все три фазы кабеля. Пусковым органом защиты могут быть токовое реле *КА* типа РТЗ-51 или токовое реле типа РТ-40 с током 0,2 А; 2 А или 6 А. Схема может выполняться на переменном или постоянном оперативном токе, соответственно, подбираются и параметры реле *KL*, *КН* и катушки отключения *УАТ*.

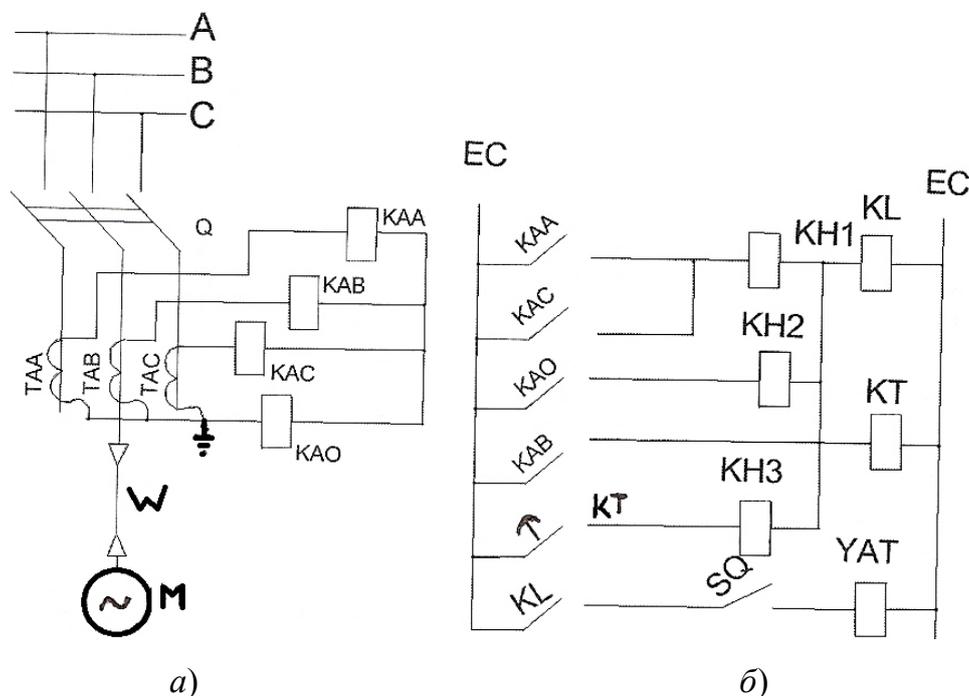


Рис. 9.10. Релейная защита электродвигателя от междуфазных, однофазных КЗ и от перегрузки: *КАА*, *КАВ*, *КАС*, *КА0* – реле тока; *КТ* – реле времени; *KL* – промежуточное реле; *КН1*, *КН2*, *КН3* – реле указательные; *а* – токовые цепи защит; *б* – развернутая схема защит двигателя

Ток срабатывания защиты от однофазных КЗ выбирается из условия отстройки от тока небаланса фильтра токов нулевой последовательности, возникающего вследствие неодинаковых характеристик ТТ, возможной несимметрии напряжений и токов фаз. С учетом увеличения тока небаланса при пуске электродвигателя ток срабатывания

защиты принимается равным  $(0,1-1,0)I_{н.дв}$ . Поскольку эта защита по принципу действия не требует отстройки от пускового тока электродвигателя, то выигрыш в чувствительности по сравнению с токовой отсечкой получается весьма существенным. Коэффициент чувствительности при однофазном КЗ через переходные сопротивления на зажимах электродвигателя должен быть не менее 1,25:

$$K_{ч.д}^{(1)} = I_{ПОД}^{(3)} / I_{с.з.}$$

Если разделка кабеля выполнена между ТАО и выключателем  $Q$ , то для предотвращения излишних отключений при КЗ на соседних линиях или от блуждающих токов, замыкающихся на броне кабеля, заземляющий проводник брони кабеля подсоединяют по бифилярной схеме – пропускают обратно сквозь окно ТАО рядом с кабелем.

Ток срабатывания защиты от перегрузки определяется по выражению (9.4), где принимаются  $K_H = 1,0-1,1$ .

Время срабатывания защиты от перегрузки принимается равным 9–10 с.

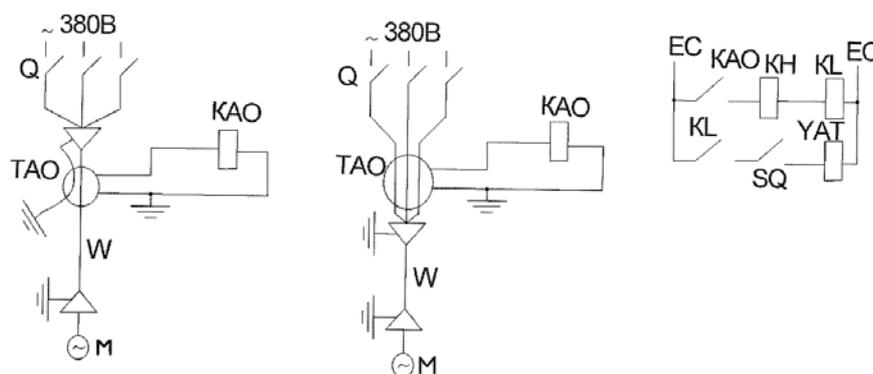


Рис. 9.11. Релейная защита электродвигателя от однофазных КЗ: КАО – реле тока; KL – промежуточное реле; KH – указательное реле

**Пример 9.1.** Рассчитать РЗ двигателя насоса мощностью 500 кВт. Исходные данные для расчета представлены в табл. 9.1.

**Решение**

1. Расчет уставок ТО:

– максимальный пусковой ток двигателя:

$$I_{п.макс} = K_{п} I_{ном} = 5,1 \cdot 56,5 = 288,15 \text{ А};$$

– ток срабатывания ТО определяется по формуле (9.1):

$$I_{с.з.} = K_H I_{п.макс} = 1,8 \cdot 288,15 = 518,67 \text{ А};$$

– кратность уставки, которую необходимо выставить при ГТ с  $K_I = 100/5$ :

$$I_{*cp} = I_{c.з} / I_{н ГТ} = 518,67/100 = 5,18;$$

– коэффициент чувствительности определяется по формуле (9.2):

$$K_{ч} = I_{КЗ_{мин}}^{(2)} / I_{c.з} = 3950/518,67 = 7,61.$$

Таким образом, ТО соответствует требованиям [1], так как  $K_{ч} > 2$ .

## 2. Расчет уставок ЗЗ:

– емкостный ток замыкания на землю определяется:

$$I_{c.дв} = 0,0172 \cdot S_{ном} = 0,0172 \cdot \sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 56,5 / 1000 = 0,01 \text{ А};$$

– ток срабатывания ЗЗ по условию отстройки от броска емкостного тока:

$$I_{c.з} = K_{н} \cdot 4 \cdot I_{c.дв} = 1,2 \cdot 4 \cdot 0,01 = 0,048 \text{ А}.$$

В защите протекает емкостный ток сети за вычетом емкостного тока двигателя и емкостного тока кабеля связи двигателя с ячейкой выключателя, величиной которых пренебрегаем. Таким образом, первичная уставка срабатывания ЗЗ должна быть 5 А первичного тока.

Коэффициент чувствительности ЗЗ:

$$K_{ч} = (I_{c.сум} - I_{c.дв}) / I_{c.з} = (7 - 0) / 5 = 1,4, \text{ т. е. } K_{ч} > 1,25.$$

## 3. Защита минимального напряжения:

– напряжение срабатывания определяется по формуле (9.17):

$$U_{c.з} = 0,7 \cdot U_{ном} = 0,7 \cdot 6,3 = 4,41 \text{ кВ}.$$

## 4. Защита от перегрузки:

– кратность уставки защиты от перегрузки определяем по выражению (9.4):

$$I = 1,1 \cdot I_{ном} / I_{н ГТ} = 1,1 \cdot 56,5 / 100 = 0,62.$$

По результатам расчета составим карту уставок защит на реле MiCOM P220 (табл. 9.1)

Таблица 9.1

## Исходные данные для расчета

Параметр	Величина
Суммарный емкостный ток замыкания на землю, А	7
Максимальный ток КЗ на шинах, кА	4,56
Минимальный ток КЗ на шинах, кА	3,95
<i>Характеристика двигателя</i>	
Тип двигателя	4АРМП-500/6,0
Номинальное напряжение, В	6300
Номинальная мощность, кВт	500
Номинальный ток, А	56,5
Кратность пускового тока	5,1
Коэффициент мощности	0,89
Коэффициент трансформации ТТ	90/5
<i>Уставки основных защит</i>	
Уставка ТО, А	5,18
Уставка ЗЗ, А	5
<i>Защита от перегрузки</i>	
Степень теплового тока, I $\theta$	0,62
Постоянная времени перегрузки T <sub>e1</sub> , мин	10
Постоянная времени пуска T <sub>e2</sub> , мин	8
Постоянная времени охлаждения T <sub>охл</sub> , мин	40
Коэффициент влияния тока обратной последовательности	4
Степень тепловой сигнализации	0,958
Запрет пуска	0,9
Запрет отключения от тепловой перегрузки при пуске	Да
<i>Защита от затяжного пуска</i>	
Ток контроля пуска, А	1,24
Время пуска, с	18
Уставка по времени учета пусков, мин	30
Количество пусков из холодного состояния	3
Количество пусков из горячего состояния	1
Время запрета пуска, мин	5
Напряжение срабатывания реле минимального напряжения, кВ	4,41
Уставка реле минимального напряжения, В	70

## Контрольные вопросы

1. Какие защиты должны иметь асинхронные двигатели?
2. Какие защиты должны иметь СД?
3. Как осуществляется защита и выбираются уставки защиты от междуфазных КЗ двигателей?
4. Как осуществляется защита и выбираются уставки защиты от перегрузки двигателей?
5. Как осуществляется защита и выбираются уставки ЗЗ двигателей?
6. Как осуществляется защита и выбираются уставки защиты минимального напряжения двигателей?
7. Каковы особенности защиты СД?
8. Перечислите основные характеристики цифровых реле зарубежных фирм для защиты двигателей.

# ГЛАВА 10. РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА КОНДЕНСАТОРНЫХ УСТАНОВОК, СБОРНЫХ ШИН И ВЫПРЯМИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК

## 10.1. Защита конденсаторных установок

*Назначение и виды повреждений конденсаторных установок (КУ).* Батареи статических конденсаторов (БСК) используются для компенсации реактивной мощности в сети, регулирования уровня напряжения на шинах, выравнивания формы кривой напряжения при использовании схем управления с частотным регулированием или выпрямительно-инверторных систем. Передача реактивной мощности по линии электропередачи приводит к снижению напряжения, особенно заметно на воздушных линиях электропередачи, имеющих большое реактивное сопротивление. Кроме того, дополнительный ток, протекающий по линии, приводит к росту потерь электроэнергии. Если активную мощность нужно передавать именно такой величины, которая требуется потребителю, то реактивную можно генерировать на месте потребления. Для этого служат конденсаторные батареи. Наибольшее потребление реактивной мощности имеют асинхронные двигатели. Поэтому при выдаче технических условий потребителю, имеющему в составе нагрузки значительную долю асинхронных двигателей, обычно предлагается довести  $\cos \varphi$  до величины 0,95. При этом снижаются потери активной мощности в сети и падение напряжения на линии электропередачи.

При минимальных нагрузках системы может создаться положение, когда конденсаторная батарея создает избыток реактивной мощности. В данном случае излишняя реактивная мощность направляется обратно к источнику питания, при этом линия опять загружается дополнительным реактивным током, увеличивающим потери активной мощности. Напряжение на шинах растет и может оказаться опасным для оборудования. Поэтому очень важно иметь возможность регулирования мощности батареи конденсаторов. В простейшем случае в минимальных режимах нагрузки можно отключить БСК. Иногда этого недостаточно и батарею делают состоящей из нескольких БСК, каждую из которых можно включить или отключить отдельно. Такое регулирование является ступенчатым регулированием. Во всех случаях для этого применяется автоматика регулирования БСК.

Основным видом повреждений конденсаторных установок является пробой конденсатора, что приводит к междуфазному КЗ. В усло-

виях эксплуатации возможны также ненормальные режимы, связанные с перегрузкой конденсаторов высшими гармоническими составляющими тока и повышением напряжения.

Широко применяемые схемы тиристорного регулирования нагрузки приводят к появлению высших гармоник тока в токе нагрузки и гармоник напряжения на питающем источнике. Батареи статических конденсаторов способствуют снижению уровня гармоник в напряжении, так как их сопротивление с ростом частоты падает и, следовательно, растет величина потребляемого батареей тока. Это приводит к сглаживанию формы напряжения. При этом появляется опасность перегрузки конденсаторов токами высших гармоник и требуется защита от перегрузки.

**Схемы соединений конденсаторных установок и принцип действия защит конденсаторных установок.** Конденсаторные батареи могут применяться на напряжение 0,4, 6, 10, 35 и 110 кВ.

Конденсаторная батарея состоит обычно из нескольких конденсаторов, которые образуют батарею. Количество конденсаторов в батарее зависит от необходимой мощности БСК, мощности одного конденсатора и от его номинального напряжения. Существуют конденсаторы, рассчитанные на полное напряжение сети 6 или 10 кВ. Такие конденсаторы включаются обычно по схеме треугольника.

Таковы, например, установки компенсации реактивной мощности КРМ-6, КРМ-10 производства фирмы «Электротехника» (Санкт-Петербург). Они собираются из конденсаторов напряжением 6–10 кВ (рис. 10.1). Каждая ячейка представляет шкаф с конденсаторами мощностью 450 квар, имеющий предохранитель  $FU$  в цепи каждой фазы. Из таких шкафов может быть набрана батарея общей мощностью до 3150 квар.

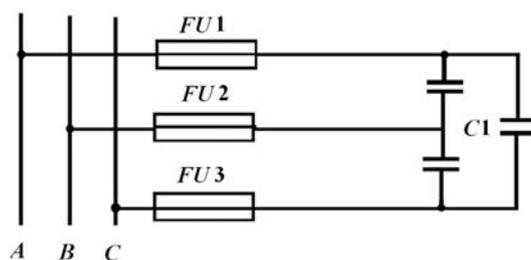


Рис. 10.1. Схема одной ячейки конденсаторной батареи КРМ-6 (КРМ-10):  $FU1$ – $FU3$  – предохранители ПКТ-102;  $C1$  – конденсаторы

Внутри конденсаторов имеется разрядное сопротивление, предназначенное для разряда конденсатора после снятия напряжения. Набор из одного или нескольких шкафов подключается к секции через выключатель.

Батарея статических конденсаторов может быть выполнена из конденсаторов, не рассчитанных на полное рабочее напряжение. Так, широко распространены конденсаторы наружной установки КС-2-1.05-60 с номинальным напряжением 1,05 кВ. В данном случае батарею необходимо собирать из группы последовательно соединенных конденсаторов. Для уменьшения количества последовательных элементов батарея соединяется в звезду и на каждую группу таким образом приходится фазное напряжение. Конденсаторы соединяются параллельно в ряды из одинакового количества конденсаторов, ряды собираются последовательно таким образом, чтобы на каждый конденсатор приходилось допустимое напряжение. Каждый конденсатор имеет собственный отдельный предохранитель, который перегорает при замыкании внутри конденсатора. Количество конденсаторов в ряду выбирается, исходя из получения необходимой мощности. Минимальное количество конденсаторов в ряду определяется не только мощностью батареи, но и величиной напряжения на один конденсатор. Нейтраль батареи конденсаторов 6–35 кВ изолирована и может смещаться при неравенстве сопротивлений конденсаторов, подключенных к фазам. На батареях конденсаторов напряжением 110 кВ нейтраль заземлена и ее смещения происходить не может.

Рассмотрим более подробно вопросы выбора количества конденсаторов и напряжения на них. Количество рядов конденсаторов определяется величиной фазного напряжения и допустимым напряжением на конденсатор. В каждом ряду находится одинаковое количество конденсаторов, поэтому сопротивление каждого ряда одинаково; напряжение, приходящееся на каждый ряд, также одинаково и не должно превысить номинальное напряжение конденсатора:

$$U_{\text{кон}} = U_{\text{ф.макс}} / n < U_{\text{ном}}. \quad (10.1)$$

Расчетное максимальное напряжение составляет  $1,1 \cdot U_{\text{ном}}$ . Максимальное линейное напряжение: 6,6 – для сети 6 кВ; 11,0 – для сети 10 кВ; 38,5 – для сети 35 кВ. Им соответствуют фазные напряжения 3,8; 6,35; 22,2 кВ.

Таким образом, если использовать конденсаторы с номинальным напряжением 1,05 кВ, то необходимо выполнить не менее четырех рядов для сети 6 кВ, семь рядов – для сети 10 кВ, 24 ряда – для сети 35 кВ. Если в каком-то ряду отключился один из конденсаторов после перегорания его предохранителя, то сопротивление этого ряда возрастает. Если предположить в ряду по два конденсатора, то сопро-

тивление этого ряда вырастет вдвое и, соответственно, на конденсаторе появится напряжение примерно вдвое большее. Это напряжение может превысить допустимое и повредится другой конденсатор этого ряда. В соответствии с требованиями [1], количество конденсаторов в ряду было таким, чтобы при отключении одного конденсатора напряжение на оставшихся в ряду не превысило  $100\% U_{ном}$ .

На рис. 10.2 представлена схема включения БСК 10 кВ, составленная из конденсаторов КС-2-1.05-60. В каждой фазе батареи имеется семь рядов конденсаторов на напряжение 1,05 кВ по четыре конденсатора в каждом ряду. Каждый конденсатор включается через собственный предохранитель. Расчетная мощность БСК – 4,9 Мвар. Каждая фаза батареи зашунтирована однофазным измерительным трансформатором ОМ-1.25/10 (*ТVA, ТВВ, ТВС*), вторичные обмотки которых соединены в разомкнутый треугольник. На выходе треугольника появляется напряжение, пропорциональное напряжению смещения нейтрали ( $3U_0$ ), на которое включена балансная защита.

При одинаковых сопротивлениях фаз батареи, когда все конденсаторы исправны, напряжение нейтрали равно нулю. Если повредится один из конденсаторов, сопротивление этой фазы возрастает, нарушается баланс фазных напряжений и на выходе схемы появляется напряжение небаланса, на которое реагирует балансная защита.

Шунтирующие фазы ТН являются также разрядными сопротивлениями, разряжающими конденсаторы при снятии напряжения с батареи.

На напряжении 6 кВ могут быть использованы четыре ряда таких конденсаторов и шунтирующий фазу измерительный трансформатор ОМ-6.

Батарея конденсаторов 35 кВ имеет 24 ряда конденсаторов КС-2-1.05-60. Параллельно фазе включается трансформатор напряжения НОМ-35, который используется для подключения балансной защиты.

Из конденсаторов КС-2-1.05-60 может быть набрана и батарея напряжением 110 кВ. Такая батарея работает с глухозаземленной нейтралью и имеет 72 ряда конденсаторов типа КС-2-1.05-60. Фаза шунтируется трансформатором напряжения НКФ-110. Поскольку нейтраль заземлена наглухо, выполнить балансную защиту по старому принципу невозможно. Взамен этого выполняется дифференциальная защита по напряжению. Для этой цели ряды конденсаторов делятся пополам и к середине подключается трансформатор напряжения.

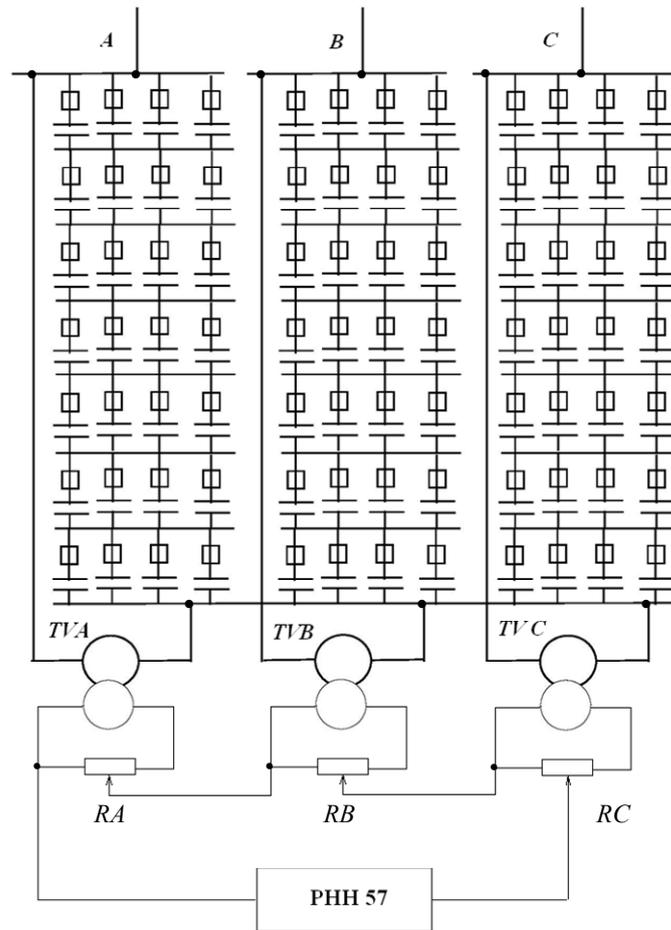


Рис. 10.2. Схема включения БСК напряжением 10 кВ из конденсаторов КС-2-1.05-60

Дифференциальная защита включается на разность напряжений двух ТН. Напряжения балансируются с помощью потенциометра, установленного со стороны НКФ-110 таким образом, чтобы в нормальном режиме напряжения, подаваемые от обеих ТН, были равны и их разность была равна нулю. При повреждении конденсатора в одной из частей схемы распределение напряжений изменяется и в реле дифференциальной защиты появляется напряжение небаланса.

При подаче напряжения на батарею возникает ток включения, зависящий от емкости батареи и сопротивления сети. Ориентировочно, ток включения батареи  $I_{\text{вкл}}$  определяется по формуле

$$I_{\text{вкл}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ном}} \sqrt{\frac{S_{\text{КЗ}}}{Q_{\text{ном}}}}, \quad (10.2)$$

где  $I_{\text{ном}}$  – номинальный ток БСК;  $S_{\text{КЗ}}$  – мощность КЗ на шинах, в месте установки БСК;  $Q_{\text{ном}}$  – номинальная мощность БСК.

**Пример 10.1.** Определить ток включения батареи мощностью 4,9 Мвар, приняв мощность КЗ на шинах 10 кВ, к которым подключена батарея – 150 МВ · А.

**Решение.** Определим номинальный ток батареи:

$$I_{\text{ном}} = 4,9/(\sqrt{3} \cdot 11) = 0,257 \text{ кА};$$

амплитудное значение тока включения для выбора РЗ по (10.2):

$$I_{\text{вкл}} = \sqrt{2} \cdot 0,257 \sqrt{(150/4,9)} = 2 \text{ кА}.$$

Операции с выключателем при отключении батареи часто являются определяющими при выборе выключателя. Выбор выключателя определяется по режиму повторного зажигания дуги в выключателе, когда между контактами выключателя может возникнуть удвоенное напряжение – напряжение заряда конденсатора, с одной стороны, и напряжение в сети в противофазе – с другой стороны. Ток повторного зажигания для выключателя получается умножением тока включения на коэффициент перенапряжения  $K_{\text{п}}$ . Если используется выключатель того же напряжения, что и БСК, т. е. коэффициент  $K_{\text{п}}$  равняется 2,5. Часто для включения батареи 6–10 кВ используют выключатель повышенного напряжения 35 кВ. В данном случае коэффициент  $K_{\text{п}}$  равняется 1,25.

Таким образом, ток повторного зажигания дуги:

$$I_{\text{п.з}} = K_{\text{п}} I_{\text{вкл}}. \quad (10.3)$$

При выборе выключателя его номинальный ток (амплитудное значение) должен быть равен или больше расчетного отключаемого тока при повторном зажигании. Расчетный отключаемый ток зависит от типа выключателя и равен:

–  $I_{\text{откл.расч}} = I_{\text{п.з}}$  – для воздушных, вакуумных и элегазовых выключателей;

–  $I_{\text{откл.расч}} = I_{\text{п.з}}/0,3$  – для масляных выключателей.

**Релейная защита батареи статических конденсаторов.** Токсовая отсечка является основной защитой от междуфазных КЗ в конденсаторной батарее. Ток срабатывания ТО для быстродействующих защит (например, на РТ-40 – без дополнительной задержки) выбирается по условию отстройки от амплитудного тока включения:

$$I_{\text{с.з}} = K_{\text{н}} I_{\text{вкл}}, \quad (10.4)$$

где  $K_{\text{н}} = 1,5$  – коэффициент надежности;  $I_{\text{вкл}}$  – ток включения, определяемый по формуле (10.2).

Для микропроцессорных защит, в которых вычисляется действующее значение за период, и имеющих время срабатывания до 0,05 с, можно определить ток срабатывания по действующему значению тока:

$$I_{\text{вкл.действ}} = I_{\text{вкл}}/\sqrt{2}.$$

Проверяется чувствительность отсечки по току двухфазного КЗ на выводах при КЗ в минимальном режиме:

$$K_{\text{ч}} = I_{\text{КЗмин}}^{(2)} / I_{\text{с.з}}. \quad (10.5)$$

Коэффициент чувствительности должен быть не менее 2.

Если требуемая чувствительность не обеспечивается, то дополнительно к ТО предусматривается вторая ступень с выдержкой времени 0,3–0,5 с. Ток срабатывания выбирается, исходя из условия обеспечения необходимой чувствительности  $K_{\text{ч}} = 2$ :

$$I_{\text{с.з}} = I_{\text{КЗмин}}^{(2)} / 2. \quad (10.6)$$

**Максимальная токовая защита.** Ток срабатывания МТЗ выбирается по условию отстройки от номинального тока батареи:

$$I_{\text{с.з}} = K_{\text{н}} I_{\text{ном}} / K_{\text{в}}, \quad (10.7)$$

где  $K_{\text{н}}$  – коэффициент надежности, принимается равным 1,2.

Коэффициент возврата соответствует применяемой аппаратуре:

– для реле РТ 40:  $I_{\text{с.з}} = 1,2 K_{\text{н}} I_{\text{ном}} / 0,8 = 1,5 I_{\text{ном}}$ ;

– для микропроцессорных защит:  $K_{\text{в}} = 0,95$ ;  $I_{\text{с.з}} = 1,25 I_{\text{ном}}$ .

Еще одним условием выбора уставки МТЗ является требование выполнения защиты от перегрузки токами высших гармоник с током срабатывания, равным  $1,3 I_{\text{ном}}$ . Максимальная токовая защита вполне может выполнить эту функцию, если на ней можно установить соответствующую уставку. Реле, применяемое для этой цели, должно реагировать на токи высших гармоник. К таким реле относятся все типы микропроцессорных защит. Токовые защиты выполняются в трехфазном исполнении.

**Защита от замыканий на землю.** Защита от замыканий на землю выполняется по току нулевой последовательности, так же как и защита других фидеров на ТТ нулевой последовательности при наличии кабельного ввода на батарею.

**Защита от повышения напряжения.** Защита от повышения напряжения действует при повышении напряжения свыше допустимого 110%-го номинального. Отключение батареи производится с выдержкой времени 3–5 мин. При срабатывании защиты от повышения напряжения повторное включение батареи разрешается после снижения напряжения в сети до номинального, но не ранее чем через 5 мин:

$$U_{с.з} = 1,1U_{ном}; t_{с.з} = 3-5 \text{ мин.} \quad (10.8)$$

**Балансная защита.** Балансная защита используется для БСК напряжением 6–35 кВ, если батарея собрана из нескольких рядов единичных конденсаторов (рис. 10.2). Эта защита предназначена для защиты от внутренних повреждений при замыкании одного ряда конденсаторов или когда в ряду повреждается конденсатор. В последнем случае на оставшихся в ряду конденсаторах возникает повышенное напряжение и балансная защита не должна допустить повышения этого напряжения. Балансная защита включается на фильтр напряжения нулевой последовательности, представляющий собой вторичные обмотки трех однофазных трансформаторов напряжения, шунтирующих фазы, собранные в разомкнутый треугольник (рис. 10.2).

На выходе схемы получается сумма напряжений трех фаз, которая при симметричной системе равна 0. Потенциометры  $RA$ ,  $RB$ ,  $RC$  служат для компенсации исходной несимметрии напряжений. На выходе устанавливается реле, оснащенное полосовым фильтром первой гармоники, так как на выходе фильтра  $3U_0$  выделяются гармоники, кратные трем, которые не должны попасть на реле, поскольку отстройка от них недопустимо загроубляет защиту. В данной схеме применено реле РНН-57. Защита должна срабатывать, если перегрузка по напряжению единичного конденсатора в ряду превышает допустимую. Для этого напряжение срабатывания реле должно быть равно:

$$U_p = K_n (\beta - K_{и}) U_{н.к} / K_U, \quad (10.9)$$

где  $K_n$  – коэффициент надежности; принимается равным 0,9–0,95;  $\beta$  – коэффициент допустимой перегрузки конденсатора по напряжению, принимается для БСК-10 равной 1,15, а для БСК-35 – 1,4. Большая цифра для БСК-35 определяется тем, что при значительном количестве рядов повышается вероятность того, что будут одновременно повреждены конденсаторы в разных рядах;  $K_{и}$  – коэффициент загруз-

ки конденсатора по напряжению  $K_{и} = 0,85-0,9$ ;  $U_{н.к}$  – номинальное напряжение единичного конденсатора;  $K_U$  – коэффициент трансформации трансформатора напряжения.

Например, для БСК 10 кВ, выполненной из конденсаторов КС-2-1.05-60 и содержащей семь рядов конденсаторов в фазе, с защитой, включенной через трансформаторы ОМ-1.25/10 и имеющей коэффициент трансформации 10/0,23 кВ, напряжение срабатывания будет равно:

$$U_p = 0,9(1,15 - 0,87)1050 / (10 / 0,23) = 6,6 \text{ В.}$$

Если такую защиту выполнить для БСК-35 кВ и подключить реле через НОМ-35 кВ с коэффициентом 35000/100, то получим напряжение:

$$U_p = 0,95(1,4 - 0,85)1050 / (35000 / 100) = 1,56 \text{ В.}$$

Реле РНН-57 имеет минимальную уставку, равную 4 В.

Дифференциальная защита применяется на конденсаторных батареях БСК-110 кВ, работающих с заземленной нейтралью. Упрощенная схема подключения защиты показана на рис. 10.3.

На схему подается напряжение от ТН 110 кВ, который подключается на фазу БСК. В принципе может быть использован и шинный ТН, однако в данном случае не обеспечивается быстрый разряд батареи и понижается надежность работы защиты. При номинальном напряжении на шинах 110 кВ на схему поступает напряжение 100 В.

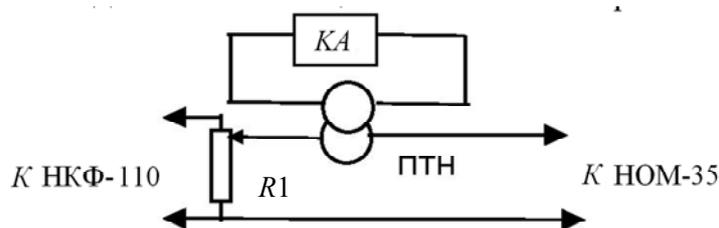


Рис. 10.3. Схема включения дифференциальной защиты первой фазы БСК 100 кВ: R1 – потенциометр для выравнивания величин напряжения; ПТН – промежуточный трансформатор; KA – токовое реле типа РТЗ-51

С другой стороны на схему подается напряжение от трансформатора НОМ-35, подключенного к середине фазы. На вход НОМ-35 подается половина фазного напряжения. При номинальном напряжении на шинах первичное напряжение на ТН будет равно:

$$U_{\text{вх}} = 110 / (2 \cdot \sqrt{3}) = 31,8 \text{ кВ.}$$

Вторичное напряжение при этом:  $31,8 / 350 = 90,8 \text{ В.}$

Напряжения выравняются с помощью потенциометра  $R1$ , подключенного на сторону ТН-110, на котором вторичное напряжение выше.

При повреждении конденсатора в верхней или нижней части от средней точки батареи баланс дифференциальной схемы нарушается и на реле защиты появляется напряжение.

Уставка на реле по напряжению определяется по формуле

$$U_p = K_n (\beta - K_{\text{н}}) U_{\text{н.к}} / (2K_U), \quad (10.10)$$

где  $K_n$  – коэффициент надежности, принимается равным 0,95;  $\beta$  – коэффициент допустимой перегрузки конденсатора по напряжению; принимается равным 1,4 для уменьшения вероятности ложной работы защиты при одновременном повреждении конденсаторов в разных рядах одной из половин фазы батареи;  $K_{\text{н}}$  – коэффициент загрузки конденсатора по напряжению;  $U_{\text{н.к}}$  – номинальное напряжение единичного конденсатора;  $K_U$  – коэффициент трансформации трансформатора напряжения НОМ-35.

**Выбор аппаратуры для защиты батареи статических конденсаторов.** На основании изложенного выше можно сформулировать следующие требования к аппаратуре РЗ для БСК:

- Токовая отсечка реагирует на амплитудное или действующее значение тока, поэтому необходимо точно знать для правильного выбора уставки, на что именно реагирует аппаратура.

- Максимальная токовая защита должна реагировать на сумму основной и высших гармоник, это позволит использовать ее как защиту от перегрузки токами высших гармоник.

- Защита от повышения напряжения реагирует на повышение линейного напряжения и выполняется с выдержкой времени.

- Защита от замыкания на землю выполняется такой же, как и защиты на отходящих фидерах по принципам, принятым для всей подстанции.

Эти требования относятся к защите БСК 6–10 кВ, выполненной с конденсаторами, рассчитанными на полное рабочее напряжение и собранными по схеме треугольника.

Если батарея собирается из отдельных конденсаторов, соединенных в ряды, которые соединяются последовательно, то возникает еще одна задача: защита БСК от внутренних повреждений. Для таких защит используется балансная защита для БСК напряжением до 35 кВ, или дифференциальная защита для БСК напряжением 110 кВ. Выполнение такой защиты возможно на специально разработанных реле, имеющих высокую чувствительность и фильтр основной гармоники, который устраняет из тока небаланса составляющие высших гармоник. В защите применены реле РНН-57 и РТЗ-50(51), которые обладают необходимыми свойствами.

Схема защиты БСК может быть собрана на отдельных реле, или применено комплектное устройство, содержащее необходимые защиты. Минимальный набор защит для БСК 6–10 кВ: МТЗ и ТО. Это могут быть микроэлектронные или микропроцессорные защиты. Микропроцессорный вариант предпочтительней для конденсаторных батарей, которые нужно защищать от перегрузки токами высших гармоник, так как они реагируют на суммарную величину основной и высокочастотных гармонических составляющих. Если необходимо защитить БСК 35–110 кВ, то требуется трехфазное реле тока; целесообразнее применять микропроцессорный вариант с реле для защиты от повышения напряжения. Для балансной или дифференциальной защиты можно применить реле РНН-57 или РТЗ-51.

## 10.2. Защита сборных шин

**Виды повреждений шин.** Короткие замыкания на шинах в системе электроснабжения могут возникать из-за загрязнения или повреждения шинных изоляторов, втулок выключателей, повреждений ТТ, а также при ошибочных действиях персонала с шинными разъединителями. Повреждения на шинах маловероятны. Однако, учитывая весьма тяжелые последствия, к которым эти повреждения могут привести, необходимо иметь защиту, действующую при повреждении шин. Повреждения на шинах высокого напряжения могут быть отключены резервными РЗ, установленными на противоположной стороне элементов, подключенных к этим шинам (рис. 10.4).

При КЗ на шинах РЗ должна действовать на отключение всех присоединений, питающих шины. При КЗ на 1СШ отключаются оба выключателя  $Q_1$  и  $Q_2$  и подстанция полностью обесточивается, хотя при этом можно сохранить питание 2СШ, отключив выключатели  $Q_3$

и  $Q_4$  и включив  $Q_5$  и  $Q_6$ . В связи с этим РЗ шин приобретают особую ответственность, так как неправильное действие РЗ приводит к отключению всей подстанции либо одной секции шин. В качестве быстродействующей и селективной РЗ шин получила применение дифференциальная защита. На подстанциях с небольшим количеством отходящих присоединений используется логическая защита шин.

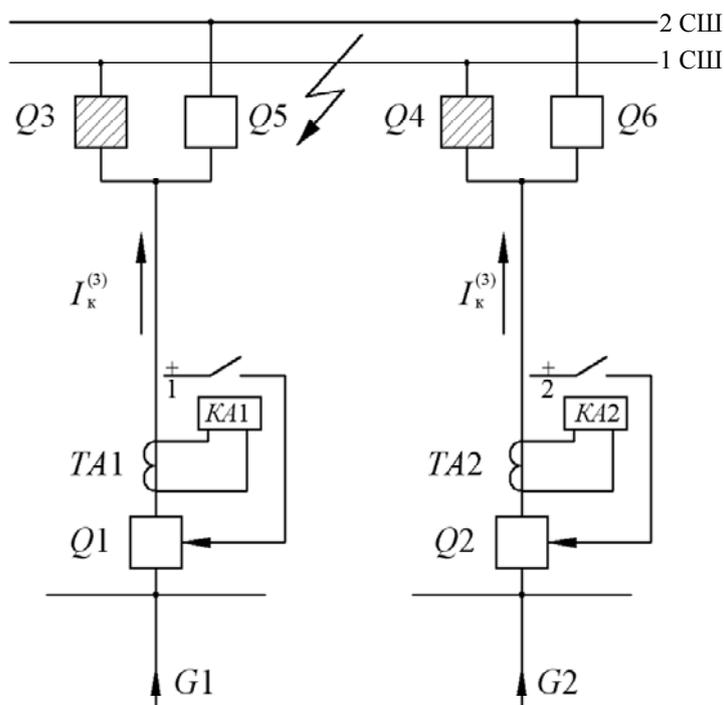


Рис. 10.4. Схема подстанции с двумя выключателями на каждом присоединении. Выключатели, отключаемые защитой при КЗ на первой секции шин, заштрихованы

**Дифференциальная защита шин.** Принцип действия дифференциальной защиты шин (ДЗШ) основан на сравнении величин и фаз токов, приходящих к шинам и отходящих от них. Для питания ДЗШ на всех присоединениях устанавливаются ТТ с одинаковым коэффициентом трансформации независимо от величины тока присоединения (рис. 10.5).

Дифференциальное реле  $I$  подключается к ТТ всех присоединений так, чтобы при первичных токах, направленных к шинам, в нем проходил ток, равный сумме токов всех присоединений, т. е.

$$I_p = \sum I_{пр}.$$

При внешнем КЗ (точка  $K$  – на рис. 10.5,  $a$ ) ток КЗ  $I_k$ , протекающий от шин к месту КЗ по поврежденной ЛЭП  $W_4$ , равен сумме токов, прите-

кающих к шинам от источников питания по линиям  $W1, W2, W3$ , т. е.  $I_4 = I_1 + I_2 + I_3$ . Из распределения токов (рис. 10.5, а) видно, что вторичные токи  $I_{1B}, I_{2B}$  и  $I_{3B}$ , соответствующие первичным токам, притекающим к шинам, направлены в обмотке реле противоположно вторичному току  $I_{4B}$  (первичный ток которого уходит от шин). Ток в реле:

$$I_p = I_{1B} + I_{2B} + I_{3B} - I_{4B}. \quad (10.11)$$

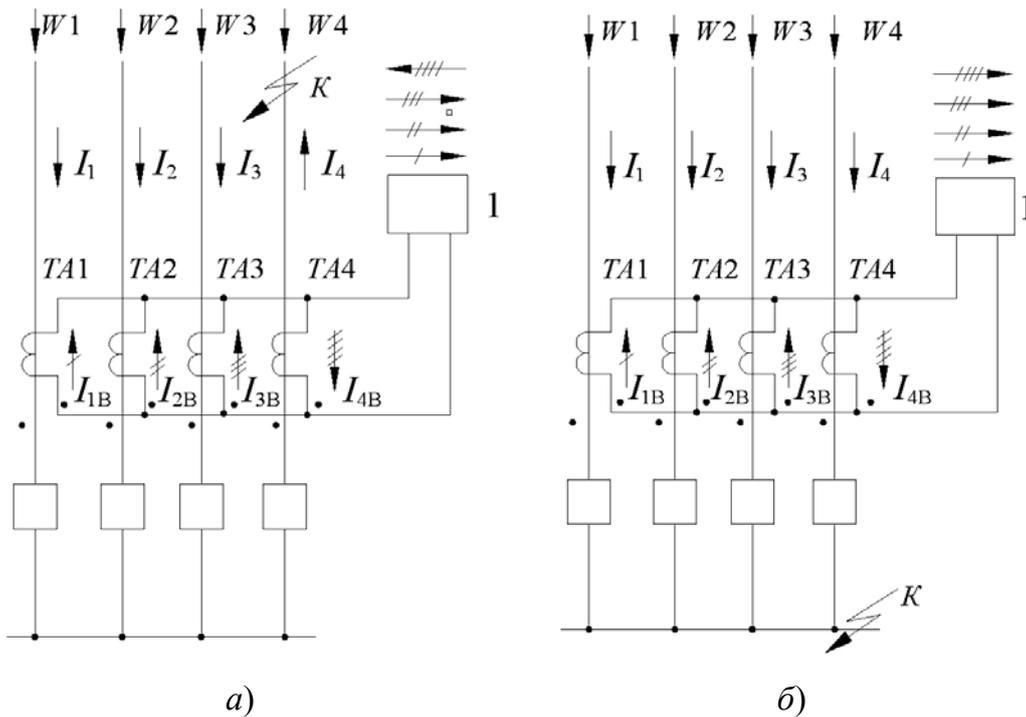


Рис. 10.5. Распределение токов во вторичных цепях дифференциальной защиты шин: при внешних КЗ (а); при КЗ на шинах (б)

Выражая вторичные токи через первичные токи с учетом равенства (10.11), получим:

$$\underline{I}_p = \underline{I}_{1B}/K_I + \underline{I}_{2B}/K_I + \underline{I}_{3B}/K_I - \underline{I}_{4B}/K_I = 0.$$

Следовательно, если пренебречь погрешностями ТТ, то при внешних КЗ ток в реле отсутствует. С учетом токов намагничивания вторичные токи ТТ составят:

$$\underline{I}_{1B} = \underline{I}_1/K_I - \underline{I}_{ном1}, \quad \underline{I}_{2B} = \underline{I}_2/K_I - \underline{I}_{ном2}$$

и т. д.

Подставим эти значения вторичных токов в выражение (10.11) и получим:

$$\underline{I}_p = \underline{I}_{\text{нам}4} - \underline{I}_{\text{нам}1} - \underline{I}_{\text{нам}2} - \underline{I}_{\text{нам}3} = \underline{I}_{\text{нб}}.$$

Это выражение позволяет сделать вывод, что вследствие погрешности ТТ в реле появляется ток небаланса  $\underline{I}_{\text{нб}}$ , равный геометрической разности токов намагничивания ТТ на поврежденном присоединении и ТТ всех остальных неповрежденных присоединений, по которым ток КЗ притекает к шинам. Защита не будет действовать при условии, что ток срабатывания реле будет больше максимального тока небаланса, возникающего при  $I_{\text{ср}} > I_{\text{нб макс}}$ .

При КЗ на шинах (рис. 10.5, б), по всем присоединениям, имеющим источники питания, ток КЗ направляется к месту повреждения, т. е. к шинам подстанции. Вторичные токи направлены в обмотке реле одинаково, поэтому ток в реле равен их сумме:

$$\underline{I}_p = (\underline{I}_1 + \underline{I}_2 + \underline{I}_3 + \underline{I}_4)/K_I.$$

Так как

$$I_1 + I_2 + I_3 + I_4 = I_{\text{к}},$$

то

$$I_p = I_{\text{к}}/K_I. \quad (10.12)$$

Выражение (10.12) показывает, что при КЗ на шинах ДЗШ реагирует на полный ток  $I_{\text{к}}$  в месте КЗ. Защита будет действовать, если  $I_{\text{к}} > I_{\text{с.з}}$ .

В нормальном режиме сумма токов, приходящих к шинам, всегда равна сумме токов, отходящих от шин, поэтому ток в реле равен нулю:  $I_p = 0$ . Из-за погрешности ТТ в реле появляется ток небаланса, который мал в нормальном режиме и увеличивается при внешнем КЗ.

Ток небаланса резко возрастает при наличии апериодической составляющей в токе КЗ. Поэтому в ДЗШ применяют дифференциальное реле тока типа РНТ-565 с быстронасыщающимся трансформатором при одинаковых коэффициентах трансформации ТТ на присоединениях. В схемах, имеющих разные коэффициенты трансформации, применяют реле типа РНТ-567.

Ток срабатывания ДЗШ выбирается по двум условиям:  
 – по условию отстройки от тока небаланса, обусловленного 10%-й погрешностью ТТ:

$$I_{с.з} \geq K_{отс} 0,1 I_{к.макс} ; \quad (10.13)$$

– по условию отстройки от тока нагрузки наиболее загруженного присоединения в случае обрыва его токовой цепи в схеме ДЗШ:

$$I_{с.з} \geq K_{отс} I_{нагр.макс} , \quad (10.14)$$

где  $K_{отс} = 1,2-1,25$  – коэффициент отстройки;  $I_{к.макс}$  – максимальный ток КЗ на шинах.

Ток срабатывания принимается большим из двух полученных значений.

Коэффициент чувствительности определяется по минимальному току двухфазного КЗ на шинах:

$$K_{ч} = I_{к.мин}^{(2)} / I_{с.з} > 2. \quad (10.15)$$

Высокую чувствительность защиты можно обеспечить, применив цифровое дифференциальное реле защиты шин, например, типа *REB103* или *7SS50/51*.

Технические характеристики реле *REB103*:

- дифференциальное реле защиты шин с процентным торможением при междуфазных КЗ и КЗ на землю;
- реле имеет низкую максимальную уставку по дифференциальному току, равную приблизительно 1 % от номинального тока наиболее нагруженного присоединения;
- время действия составляет 0,06–0,09 с.

Торможение обеспечивает:

- хорошую отстройку от тока небаланса при КЗ вне зоны действия защиты с током КЗ, содержащим максимальную апериодическую составляющую;
- возможность использования ТТ различных конструкций с разными характеристиками и различными коэффициентами трансформации.

На подстанциях напряжением 110/6 (10) кВ применяют неполную дифференциальную защиту шин. Такую защиту применяют в случае, если несколько отходящих присоединений 6–10 кВ подключены к шинам через токоограничивающий реактор. Реактор существенно уменьшает токи КЗ на этих присоединениях и, следовательно, на них можно применять менее дорогие выключатели с меньшим отключаю-

щим током. Такие присоединения не входят в зону действия ДЗШ. В данном случае ток срабатывания ДЗШ должен быть отстроен от тока КЗ на этих присоединениях с учетом тока подпитки места КЗ токами нагрузки других неповрежденных присоединений:

$$I_{с.з} \geq K_{отс} (I_{к.пр} + K_{с.зап} I_{нагр}), \quad (10.16)$$

где  $I_{к.пр}$  – максимальный ток КЗ за реактором присоединения;  $K_{с.зап} = 1,2-1,3$  – коэффициент самозапуска нагрузки.

Чувствительность неполной ДЗШ оценивается по выражению (10.15), но при этом коэффициент чувствительности достаточно иметь 1,5.

Неполную ДЗШ можно применить в том случае, если минимальный ток КЗ на шинах намного превышает ток КЗ на реактированном присоединении, т. е. при достаточно большом сопротивлении реактора.

**Автоматическое повторное включение шин.** Для подстанций с односторонним питанием, отключение повреждений на шинах которых обеспечивается защитами, установленными на противоположных концах питающих линий или на трансформаторах, повторная подача напряжения на шины обеспечивается за счет действия устройств АПВ питающих элементов (линий и трансформаторов).

При наличии на подстанции специальной защиты шин (обычно шины подстанций высокого напряжения применяются в сетях с двухсторонним питанием) повторное включение шин, так же как и в схемах с односторонним питанием, может быть осуществлено с помощью АПВ выключателей питающих присоединений. При этом схема АПВ выполняется с пуском от несоответствия положения выключателя и ключа управления или реле фиксации. Если АПВ присоединения запускается от защит, то защита шин должна запускать АПВ этого присоединения.

При наличии на подстанции не одной, а нескольких питающих линий целесообразно осуществлять АПВ одной или всех линий, отключившихся при срабатывании защиты шин. Это следует делать как для большей автоматизации восстановления нормальной схемы подстанции, так и для обеспечения питания потребителей, когда одна питающая линия не может обеспечить всей нагрузки подстанции. С этой целью при срабатывании защиты шин запускаются АПВ всех питающих линий. В случае успешного АПВ первой линии поочередно включаются выключатели других линий. Если первая линия вклю-

чится на устойчивое КЗ, снова сработает защита шин. При этом блокируется действие АПВ других линий и их выключатели не включаются, благодаря чему обеспечивается однократность АПВ шин.

### 10.3. Релейная защита выпрямительных установок

**Общие положения о защите преобразовательных агрегатов и особенности расчета тока КЗ на стороне выпрямленного тока.** Преобразовательные установки подразделяются на выпрямительные, инвертирующие, преобразующие частоту и т. д. В нашей стране около 25 % всей электроэнергии преобразуется выпрямительными установками.

Потребителям необходим выпрямленный ток по двум причинам:

1. Многие энергоемкие технологические процессы требуют постоянного тока (электролиз, электрохимические процессы и т. д.).
2. Выпрямленный ток обеспечивает большие удобства в управлении электродвигателями в тяговом и промышленном электроприводе.

В выпрямительных установках нашли применение силовые полупроводниковые преобразователи, состоящие из неуправляемых (диодов) и управляемых (тиристоров) вентилей.

В системах электроснабжения наибольшее распространение получили трехфазные схемы выпрямления тока с соединением вентилей в мостовую схему и схему с уравнительным реактором (рис. 10.6).

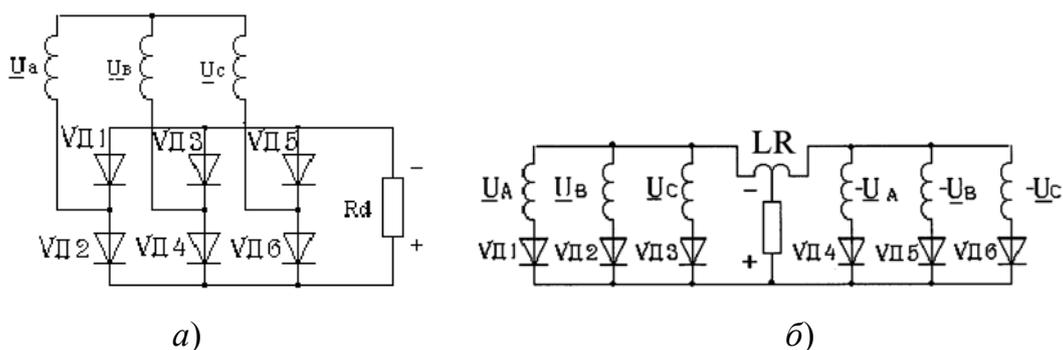


Рис. 10.6. Трехфазные промышленные схемы выпрямления:  
*а* – мостовая схема (схема Ларионова); *б* – схема с уравнительным реактором *LR*

К питающей сети переменного тока преобразовательные установки подключаются через специальные трансформаторы, образуя выпрямительный агрегат. К повреждениям выпрямительного агрегата относятся: повреждения трансформатора, короткие замыкания в сис-

теме переменного тока, повреждение системы охлаждения вентилях, пробой вентилях.

Для расчета токов КЗ принимается наиболее тяжелый режим, когда угол управления вентилями при КЗ равен нулю и вентили не обладают сопротивлением при положительном направлении тока.

Для схемы с уравнительным реактором ток КЗ равен:

$$Idk_{yp} = 2,7 \frac{U_2}{x_2}. \quad (10.17)$$

С учетом активных сопротивлений ток КЗ:

$$Idk_{yp} = 2,7 \frac{U_2}{\sqrt{R_k^2 + X_k^2}}, \quad (10.18)$$

где  $U_2$  – фазное напряжение вторичной обмотки трансформатора;  $X_k$  и  $R_k$  – индуктивное и активное сопротивления цепи КЗ.

Для трехфазной мостовой схемы ток КЗ:

$$Idk_{мост} = 1,35 \frac{U_2}{x_2}. \quad (10.19)$$

С учетом активных сопротивлений ток КЗ:

$$Idk_{мост} = 1,35 \frac{U_2}{\sqrt{R_k^2 + X_k^2}}. \quad (10.20)$$

При пробое вентилях возможно образование электрической дуги в поврежденном вентиле и как результат – переброс дуги на токоведущие части выпрямителя.

Ненормальными режимами выпрямительного агрегата являются прохождение сверхтоков при перегрузках и внешних коротких замыканиях в системе выпрямленного тока и нарушение устройств собственных нужд агрегата.

**Защита трансформатора выпрямительного агрегата.** Основными защитами трансформатора являются:

- от многофазных КЗ в обмотках и на выводах трансформатора – максимальная токовая защита без выдержки времени;
- от повреждений внутри бака трансформатора – газовая защита;
- от перегрузки – токовая защита, которая устанавливается, если защита от перегрузки выпрямительного преобразователя отсутствует.

Максимальная токовая защита без выдержки времени выполняется двухфазной трехрелейной или трехфазной трехрелейной с помощью реле РТ-40 или РСТ. Ток срабатывания защиты выбирается по условию

$$I_{с.з} = K_{отс} I_{тр.ном}, \quad (10.21)$$

где коэффициент  $K_{отс} = 3-4$  принимается с учетом отстройки от бросков тока намагничивания при включении ненагруженного трансформатора и от возможных толчков тока нагрузки.

Газовая защита от повреждений внутри бака трансформатора и понижения уровня масла устанавливается на трансформаторах мощностью 1000 кВА и выше, а для внутрицеховых агрегатов – на трансформаторах 400 кВА и выше.

Защита от перегрузки выполняется с использованием реле с зависимой характеристикой срабатывания. Ток срабатывания защиты определяется из условия отстройки от номинального тока выпрямительной установки:

$$I_{с.з.пер} = K_{отс} I_{номВУ} / K_{в}, \quad (10.22)$$

где  $K_{отс}$  принимается равным 1,1;  $K_{в}$  – коэффициент возврата реле тока;  $I_{номВУ}$  – номинальный ток выпрямительной установки, приведенный к первичному напряжению трансформатора по соотношениям табл. 10.1, т. е.

$$I_{номВУ} = K_I \cdot I_d \cdot U_2 / U_1. \quad (10.23)$$

Таблица 10.1

**Основные соотношения между переменными и выпрямленными токами и напряжениями**

Схема	Мостовая схема	Схема с уравнивающим реактором
$U_d/U_2$	2,34	1,17
$U_{обр.макс}/U_d$	1,045	2,09
$K_1 = I_2/I_d$	0,815	0,289
$S_T/P_d$	1,045	1,26

В табл. 10.1 приняты следующие обозначения:  $U_d/U_2$  – коэффициент выпрямленного напряжения;  $U_{обр.макс}/U_d$  – коэффициент обратного напряжения;  $U_d, I_d$  – средние значения выпрямленного напряжения и тока;  $U_{обр.макс}$  – максимальное значение обратного напряжения;  $U_1, U_2, I_1, I_2$  – действующие значения фазных напряжений и токов

трансформатора;  $S_T$  – расчетная мощность трансформатора;  $P_d$  – мощность на стороне выпрямленного тока.

Время действия реле по зависимой характеристике выбирают таким, чтобы обеспечивалась перегрузочная способность выпрямительной установки в соответствии с ее паспортными данными.

**Защита полупроводниковой выпрямительной установки.** Для выполнения защит выпрямительной установки в большинстве выпрямительных преобразователей применяется быстродействующий электромагнитный автоматический выключатель постоянного тока, устанавливаемый в одном полюсе на стороне выпрямленного тока.

Для защиты от пробоя вентилях преобразователей используются быстродействующие плавкие предохранители (например, ПП57, имеющие время срабатывания около 0,003 с), устанавливаемые последовательно в каждую параллельную ветвь. Селективное действие предохранителей обеспечивается тем, что при повреждении одного из вентилях весь ток КЗ проходит только через предохранитель этого вентиля, а в двух других фазах ток КЗ распределяется по всем параллельно включенным предохранителям. При равенстве номинальных токов плавких вставок перегорит предохранитель в цепи с большим током, т. е. в цепи поврежденного вентиля. При этом агрегат продолжает работать с меньшим числом параллельно включенных вентилях.

**Устройства автоматики выпрямительного агрегата.** Для повышения надежности и бесперебойности электроснабжения потребителей постоянного тока используются устройства АПВ и АВР.

АПВ применяется на одноагрегатных выпрямительных установках с включением выключателей всего агрегата на стороне переменного и постоянного тока.

АВР применяется при питании подстанции по двум линиям и при секционированной системе шин переменного тока, а выпрямительные агрегаты подключаются к разным секциям шин.

**Пример 10.2.** Рассчитать ток КЗ на стороне выпрямленного тока полупроводникового преобразовательного агрегата с  $U_d = 515$  В и определить ток срабатывания МТЗ и защиты от перегрузки агрегата.

Номинальный выпрямленный ток  $I_d = 2000$  А; номинальная мощность трансформатора выпрямительного агрегата  $S_{HT} = 1210$  кВ · А; напряжение КЗ трансформатора  $U_K = 6,6$  %; мощность потерь КЗ  $P_K = 20$  кВт; напряжение питающей сети 6 кВ и мощность КЗ питающей системы  $S_{КС} = 157$  МВ · А, схема соединения вторичных обмоток трансформатора – с уравнительным реактором.

**Решение.** Фазное напряжение вторичной обмотки трансформатора (табл. 10.1):

$$U_{2\phi} = \frac{U_d}{1,17} = \frac{515}{1,17} = 440 \text{ В.}$$

Принимаем базисное напряжение  $U_6 = U_{2\phi} = 440 \text{ В.}$

Индуктивное сопротивление питающей системы, приведенное к  $U_6$ :

$$x_{6.c} = \frac{(\sqrt{3} \cdot U_2)^2}{S_{KC}} = \frac{(\sqrt{3} \cdot 0,44)^2}{157} = 0,0037 \text{ Ом.}$$

Индуктивное сопротивление трансформатора, приведенное к  $U_6$ :

$$x_{6T_1} = \frac{U_K}{100} \frac{(\sqrt{3}U_6)^2}{S_{HT}} = \frac{6,6(\sqrt{3} \cdot 0,44)^2}{100 \cdot 1,21} = 0,032 \text{ Ом.}$$

Активное сопротивление трансформатора ( $P_K$ , кВт;  $S_{HT}$ , кВ · А):

$$R_{6T} = \frac{P_K}{S_{HT}} \frac{U_6^2}{S_{HT}} = \frac{20}{1210} \frac{440^2}{1210 \cdot 1000} = 0,0264 \text{ Ом.}$$

Активное сопротивление ошиновки, аппаратуры, переходных и разъемных контактов и переходного сопротивления в месте КЗ:

$$R_{\Pi} = 0,015 \text{ Ом.}$$

Суммарное индуктивное сопротивление до точки К:

$$x_c = x_{6.c} + x_{6T} = 0,0037 + 0,032 = 0,0357 \text{ Ом.}$$

Суммарное активное сопротивление:

$$R_c = \frac{R_{6T}}{S_{HT}} + R_{\Pi} = \frac{0,0264}{1210} + 0,015 = 0,0264 + 0,015 = 0,0414 \text{ Ом.}$$

Ток КЗ в точке К:

$$I_{dK} = 2,7 \frac{U_{2\phi}}{\sqrt{R_c^2 + x_c^2}} = 2,7 \frac{0,44}{\sqrt{0,0414^2 + 0,0357^2}} = 2,7 \frac{0,44}{0,0547} = 21,718 \text{ кА.}$$

Выключатель на стороне выпрямленного тока выбирается по номинальному напряжению (550 В), номинальному выпрямленному току  $I_d = 2000 \text{ А}$  и проверяется по току КЗ в точке К (21,718 кА).

Номинальный ток трансформатора агрегата на стороне 10,5 кВ:

$$I_{\text{тр.ном}} = 1210 / \sqrt{3} \cdot 6,3 = 111,0 \text{ А.}$$

Ток срабатывания МТЗ:

$$I_{\text{с.з}} = K_{\text{отс}} I_{\text{тр.ном}} = 4 \cdot 111,0 = 444 \text{ А.}$$

Ток на стороне ВН трансформатора при величине выпрямленного тока  $I_d = 2000 \text{ А}$ :

$$I_{\text{номВУ}} = K_I I_{d \text{ ном}} U_2 / U_1 = 0,289 \cdot 2000 \cdot 0,44 / 6,3 = 40,36 \text{ А.}$$

Ток срабатывания защиты от перегрузки:

$$I_{\text{с.з.пер}} = K_{\text{отс}} I_{\text{ном.ВУ}} / K_{\text{в}} = 1,1 \cdot 40,36 / 0,8 = 55,5 \text{ А.}$$

### Контрольные вопросы

1. Назовите основные виды повреждений и ненормальных режимов работы БСК.
2. Схемы БСК.
3. Токовая отсечка БСК. Выбор параметров срабатывания.
4. Максимальная токовая защита БСК. Выбор параметров срабатывания.
5. Защита от замыканий на землю БСК. Защита от повышения напряжения.
6. Балансная защита БСК. Выбор параметров срабатывания.
7. Дифференциальная защита БСК.
8. В чем заключается выбор аппаратуры для защиты БСК?
9. Назовите основные виды повреждений и ненормальных режимов сборных шин.
10. Назначение защит сборных шин.
11. Дифференциальная защита сборных шин. Принцип действия. Выбор параметров срабатывания.
12. Аппаратура для защиты сборных шин.
13. Неполная дифференциальная защита сборных шин. Принцип действия. Выбор параметров срабатывания.
14. Из каких элементов состоит выпрямительный агрегат?
15. Какие защиты устанавливаются на выпрямительных агрегатах?
16. Порядок расчета уставок выпрямительного агрегата.

# ГЛАВА 11. АВТОМАТИКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Рассмотрим некоторые виды автоматики, наиболее широко распространенные в системах электроснабжения. К ним относятся: устройства автоматического повторного включения (АПВ), автоматического ввода резервного питания (АВР), автоматической частотной разгрузки (АЧР), автоматического повторного включения после работы АЧР (ЧАПВ). Принцип работы устройств автоматики, требования, предъявляемые к ним, и пути их реализации для наглядности, а также в связи с их широкой распространенностью в настоящее время рассмотрены на примерах схем, выполненных на электромеханических реле, а также приведены принципы выполнения автоматики на микропроцессорных устройствах.

## 11.1. Автоматическое повторное включение

**11.1.1. Назначение АПВ.** Многолетний опыт эксплуатации электрооборудования показал, что значительная часть КЗ, вызванных перекрытием изоляции, схлестыванием проводов и другими причинами, при достаточно быстром отключении линий релейной защитой самоустраняется. При этом электрическая дуга, возникшая в месте КЗ, гаснет, не успев вызвать существенных разрушений, препятствующих повторному включению электрооборудования под напряжение. Такие самоустраняющиеся повреждения принято называть **неустойчивыми**.

Статистические данные о повреждаемости электрооборудования и линий электропередачи за длительный период эксплуатации показывают, что доля неустойчивых повреждений весьма значительна и составляет 40–90 %.

Учитывая, что многие повреждения носят неустойчивый характер, соответствующая автоматика производит опробование электрооборудования путем включения его под напряжение. Операцию включения под напряжение отключившегося электрооборудования или линии называют **повторным включением**. Электрооборудование, на котором произошло неустойчивое повреждение, при повторном включении остается в работе. Поэтому повторные включения при неустойчивых повреждениях принято называть **успешными**.

Реже на электрооборудовании возникают такие повреждения, как повреждения изоляции обрывы проводов, тросов или гирлянд

изоляторов, падение или поломка опор и т. д. Такие повреждения не могут самоустраниться и поэтому их называют *устойчивыми*. При повторном включении электрооборудования, на котором произошло устойчивое повреждение с КЗ, оно вновь отключается защитой. Поэтому повторные включения электрооборудования при устойчивых повреждениях называют *неуспешными*.

Для ускорения повторного включения электрооборудования и уменьшения времени перерыва электроснабжения потребителей широко используются АПВ. Время действия АПВ обычно не превышает нескольких секунд. Поэтому при успешном включении они быстро подают напряжение потребителям.

Согласно [1], обязательно применение АПВ – на всех воздушных и смешанных (кабельно-воздушных) линиях напряжением выше 1000 В. Автоматическое повторное включение восстанавливает нормальную схему также в тех случаях, когда отключение выключателя происходит вследствие ошибок, допущенных персоналом, или при ложном действии РЗ.

Опыт эксплуатации показал, что неустойчивые КЗ часто бывают не только на воздушных линиях, но и на шинах подстанций. Поэтому на подстанциях, оборудованных быстродействующей защитой шин, также применяются АПВ, которые производят повторную подачу напряжения на шины в случае их отключения РЗ. Автоматическое повторное включение шин имеет высокую успешность и эффективность, поскольку каждый случай успешного действия предотвращает аварийное отключение целой подстанции или ее части.

Устройствами АПВ оснащаются все одиночно работающие трансформаторы мощностью 1000 кВ · А и выше, а также трансформаторы меньшей мощности, питающие ответственную нагрузку. Автоматическое повторное включение трансформаторов выполняется так, что их действие происходит только при отключении трансформатора от МТЗ. Повторное включение при повреждении самого трансформатора, когда он отключается защитами от внутренних повреждений, не производится. Успешность действия АПВ трансформаторов и шин так же высока, как у воздушных линий, и составляет 70–90 %.

В ряде случаев АПВ успешно используются на кабельных и на смешанных кабельно-воздушных тупиковых линиях 6–10 кВ. При этом, несмотря на то, что повреждения кабелей бывают, как правило, устойчивыми и самоустраиваются редко, успешность действия АПВ на таких линиях составляет 40 %.

**11.1.2. Классификация АПВ. Основные требования к устройствам АПВ.** В эксплуатации получили применение следующие виды АПВ:

- трехфазные, осуществляющие включение трех фаз выключателя после их отключения релейной защитой (РЗ);
- однофазные, осуществляющие включение одной фазы выключателя, отключенной РЗ при однофазном КЗ;
- комбинированные, осуществляющие включение трех фаз при междуфазных повреждениях или одной фазы при однофазных КЗ.

Трехфазные АПВ, в свою очередь, подразделяются на несколько видов: простые трехфазные (ТАПВ), быстродействующие (БАПВ), с проверкой наличия напряжения (АПВНН) или отсутствия напряжения (АПВОН), с ожиданием синхронизма (АПВОС), с улавливанием синхронизма (АПВУС) и др.

По виду оборудования, на которое действием АПВ повторно подается напряжение, различают: АПВ линий, АПВ шин, АПВ трансформаторов и АПВ двигателей.

По числу циклов (кратности действия) АПВ различают: АПВ однократного действия и АПВ многократного действия.

Схемы АПВ, применяемые на линиях и другом оборудовании, должны удовлетворять следующим требованиям:

- схемы АПВ должны приходить в действие при аварийном отключении выключателя, находившегося в работе;
- схемы АПВ не должны приходить в действие при оперативном отключении выключателя персоналом, а также в случаях, когда выключатель отключается РЗ сразу же после его включения персоналом, т. е. при включении выключателя на КЗ, поскольку повреждения в таких случаях обычно бывают устойчивыми.

В схемах АПВ должна также предусматриваться возможность запрета действия АПВ при срабатывании отдельных защит. Так, не допускается действие АПВ трансформаторов при внутренних повреждениях. В отдельных случаях не допускается действие АПВ линий при срабатывании дифференциальной защиты шин;

– схемы АПВ должны обеспечивать определенное количество повторных включений, т. е. действовать с заданной кратностью. Наибольшее распространение получили АПВ однократного или двухкратного действия;

– время действия АПВ должно быть минимально возможным, для того чтобы обеспечить быструю подачу напряжения потребителям и восстановить нормальный режим работы;

– схемы АПВ должны автоматически учитывать готовность выключателя, на который действует АПВ, к новому действию.

**11.1.3. Электрические АПВ однократного действия** с автоматическим возвратом получили наиболее широкое распространение. Наиболее часто такие АПВ выполняются на базе комплектных устройств типа РПВ-58 (рис. 11.1). В этом реле однократность АПВ обеспечивается за счет конденсатора  $C$ , который заряжается только при включенном положении выключателя.

В рассматриваемой схеме дистанционное управление выключателем производится ключом управления  $SA1$ , у которого предусмотрена фиксация положения последней операции. Указанные ключи управления имеют три положения: «Включить», «Отключить» и «Нейтральное», причем после операций включения и отключения ключ возвращается в нейтральное положение. Поэтому после операции включения ключ остается в положении «Включено» ( $B_2$ ), а после операции отключения – в положении «Отключено» ( $O_2$ ). Когда выключатель включен и ключ управления находится в положении «Включено», к конденсатору  $C$  подводится «плюс» оперативного тока через контакты ключа, а «минус» – через зарядный резистор  $R2$ . При этом конденсатор заряжается и схема АПВ находится в состоянии готовности к действию.

При включенном выключателе реле положения «Отключено»  $KL2$ , осуществляющее контроль исправности цепей включения, током не обтекается и его контакт в цепи пуска АПВ разомкнут.

Пуск АПВ происходит при отключении выключателя под действием РЗ в результате возникновения несоответствия между положением ключа, которое не изменилось, и положением выключателя, который теперь отключен. Несоответствие положений ключа управления и выключателя характеризуется тем, что через контакты ключа управления  $1-3$  на схему АПВ по-прежнему подается «плюс» оперативного тока, а ранее разомкнутый вспомогательный контакт (блок-контакт) выключателя  $QF$  переключился и замкнул цепь обмотки реле  $KL2$ , которое, срабатывая, подает «минус» на обмотку реле времени  $KT1$ .

При срабатывании реле времени размыкается его мгновенный размыкающий контакт  $KT1.1$ , вводя в цепь обмотки реле дополнительное сопротивление (резистор  $R1$ ). Это приводит к уменьшению тока в обмотке реле, благодаря чему обеспечивается его термическая стойкость при длительном протекании тока.

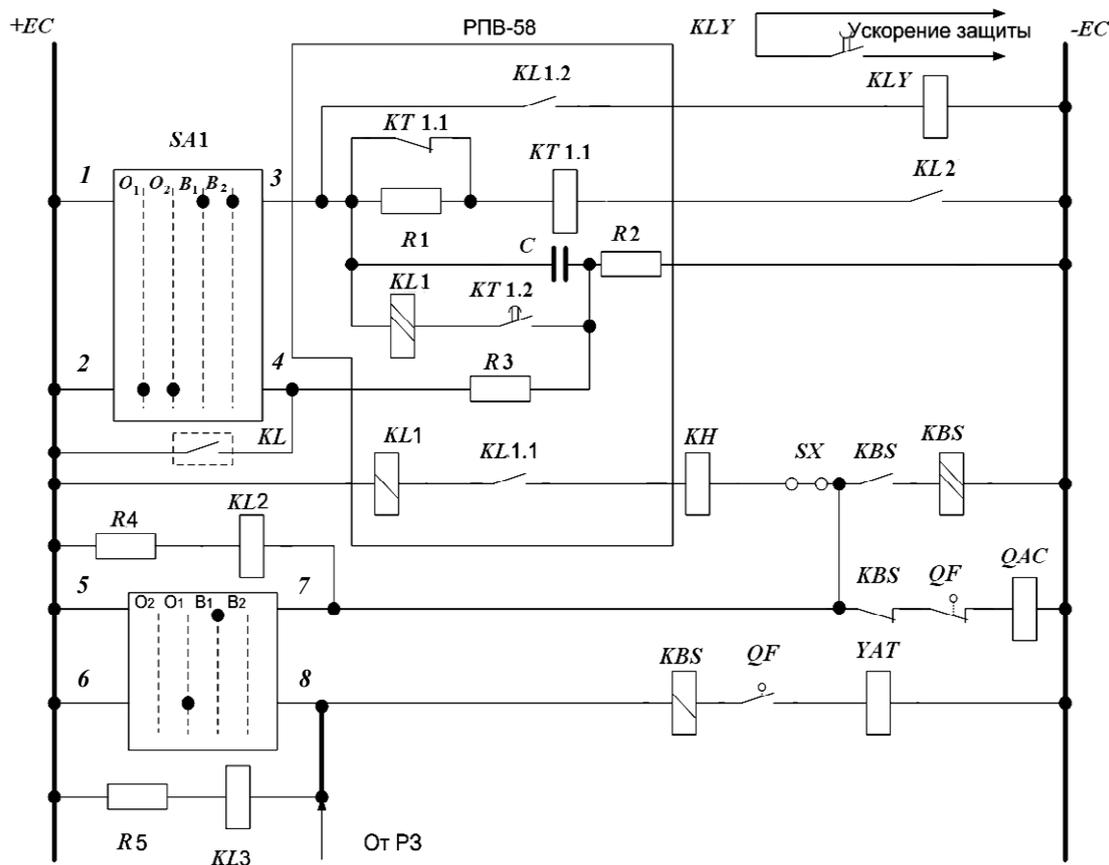


Рис. 11.1. Схема электрического АПВ  
однократного действия для линии

По истечении времени установленной выдержки реле времени замыкает замыкающий контакт  $KT1.2$  и подключает параллельную обмотку реле  $KL1$  к конденсатору  $C$ . Реле  $KL1$  при этом срабатывает от тока разряда конденсатора и самоудерживается через свою вторую обмотку, включенную последовательно с обмоткой контактора  $QAC$ , и подает импульс на включение выключателя. Благодаря использованию последовательной обмотки реле  $KL1$ , обеспечивается необходимая длительность импульса для надежного включения выключателя, поскольку параллельная обмотка этого реле при разряде конденсатора обтекается током кратковременно. Выключатель включается, размыкается его вспомогательный контакт  $QF$  и реле  $KL2$ ,  $KL1$  и  $KT1$  возвращаются в исходное положение.

После размыкания контакта реле времени конденсатор  $C$  начнет заряжаться через зарядный резистор  $R2$ . Сопротивление этого резистора выбирается таким, чтобы время полного заряда составляло 20–25 с. Таким образом, спустя указанное время схема АПВ будет автоматически подготовлена к новому действию.

Если повреждение было устойчивым, то выключатель, включившись, снова отключится защитой и вновь сработают реле  $KL2$  и  $KT1$ . Реле  $KL1$ , однако, при этом второй раз работать не будет, так как конденсатор  $C$  был разряжен при первом действии АПВ и зарядиться еще не успел. Таким образом, рассмотренная схема обеспечивает однократное действие при устойчивом КЗ на линии.

При оперативном отключении выключателя ключом управления  $SA1$  несоответствия не возникает и АПВ не действует, так как одновременно с подачей импульса на отключение выключателя контактами 6–8 ключа  $SA1$  размыкаются контакты 1–3, чем снимается «плюс» оперативного тока со схемы АПВ. Поэтому сработает только реле  $KL2$ , а реле  $KT1$  и  $KL1$  не сработают. Одновременно со снятием оперативного тока контактами 1–3  $QF$  замыкаются контакты 2–4 и конденсатор  $C$  разряжается через сопротивление  $R3$ . При оперативном включении выключателя ключом управления готовность АПВ к действию наступает после заряда конденсатора  $C$  через 20–25 с. При отключении линии релейной защитой, когда действие АПВ не требуется, через резистор  $R3$  производится быстрый разряд конденсатора  $C$ .

Для предотвращения многократного включения выключателя на устойчивое КЗ, что могло бы иметь место в случае застревания контактов реле  $KL1$  в замкнутом состоянии, в схеме управления (рис. 11.1) устанавливается промежуточное реле  $KBS$  типа РП-232 с двумя обмотками: рабочей последовательной и удерживающей параллельной. Реле  $KBS$  срабатывает при прохождении тока по катушке отключения выключателя и удерживается в сработавшем положении до снятия команды на включение. При этом цепь обмотки  $QAC$  размыкается размыкающим контактом  $KBS$ , предотвращая включение выключателя.

Взамен электромеханического реле РПВ-58 выпускается микроэлектронное реле типа РПВ-01. Характеристики реле РПВ-01 не отличаются от РПВ-58, но оно имеет меньшие габариты и вес, и элементы выдержки времени состоят из цифровых интегральных микросхем, обладающих малым электропотреблением. Вместо конденсатора в реле РПВ-01 применен одновибратор, срабатывающий с задержкой 25 с один раз после включения выключателя. Реле РПВ-02 обладает двухкратностью действия и имеет два одновибратора.

В ЭЭС нашли применение малогабаритное микроэлектронное реле однократного АПВ типа ВЛ-118 и реле двухкратного АПВ типа АПВ2.

Некоторые микропроцессорные реле, а также комплектные микроэлектронные устройства запускают АПВ непосредственно от тех защит, при действии которых должно работать АПВ. Это несколько упрощает схему, так как отсутствуют цепи запрета АПВ. Однако такая схема имеет недостаток, заключающийся в том, что АПВ не работает при самопроизвольном отключении выключателя, например, при механическом расцеплении привода.

**11.1.4. Выбор уставок однократных АПВ для линий с односторонним питанием.** Выдержка времени АПВ на повторное включение выключателя определяется двумя условиями:

1. Выдержка времени должна быть больше времени готовности привода выключателя, т. е.

$$t_{1-АПВ} = t_{г.п} + t_{зап}, \quad (11.1)$$

где  $t_{г.п}$  – время готовности привода, которое может составлять 0,2–1 с для различных типов приводов;  $t_{зап}$  – время запаса, учитывающее погрешности реле времени АПВ; принимается равным 0,3–0,5 с.

2. Для того чтобы повторное включение было успешным, необходимо, чтобы за время от момента отключения линии до момента повторного включения и подачи напряжения не только погасла электрическая дуга в месте КЗ, но и восстановились изоляционные свойства воздуха. Процесс восстановления изоляционных свойств, называемый деионизацией, требует некоторого времени. Следовательно, выдержка времени АПВ на повторное включение должна быть больше времени деионизации, т. е.

$$t_{1-АПВ} = t_{д} + t_{зап}, \quad (11.2)$$

где  $t_{д}$  – время деионизации, принимаемое равным 0,1–0,3 с.

При выборе уставок принимается большее значение времени, из полученных по выражениям (11.1) и (11.2).

В некоторых случаях выдержки времени принимаются больше, чем определенные по выражениям (11.1) и (11.2), т. е. принимаются около 2–3 с, что целесообразно для повышения успешности действия АПВ на линиях, где наиболее часты повреждения вследствие набросов, падений деревьев и касаний проводов передвижными механизмами. Время автоматического возврата АПВ в исходное положение выбирается из условия обеспечения однократности действия. Для этого при повторном включении на устойчивое КЗ возврат АПВ в исходное положение должен происходить только после того, как выключа-

тель, повторно включенный от АПВ, вновь отключится РЗ, имеющей наибольшую выдержку времени.

В рассмотренных выше схемах АПВ с использованием комплектных устройств, в которых время готовности реле АПВ к срабатыванию определяется временем заряда конденсатора, оно должно быть не меньше значения, определенного по выражению

$$t_{2-АПВ} = t_{защ} + t_{откл} + t_{зап}, \quad (11.3)$$

где  $t_{откл}$  – время отключения выключателя;  $t_{зап}$  – наибольшая выдержка времени срабатывания защиты.

Обычно время заряда конденсатора устройства РПВ-58 составляет 20–25 с и удовлетворяет выражению (11.3).

Микропроцессорные реле имеют обычно регулируемое время готовности. Уставка по времени готовности может быть принята равной 30 с. При работе линии в зоне, где могут быть частые случаи КЗ (сильный ветер, гололед), это время целесообразно увеличить до 60–90 с, что позволяет уменьшить вероятность повреждения выключателя с ограниченным ресурсом отключения при многократных КЗ.

**11.1.5. Ускорение действия защиты после АПВ** применяется для быстрейшего отключения КЗ и повышения надежности работы энергосистемы и потребителей. Ускорение защиты после АПВ предусматривается для линий, не имеющих быстродействующих защит. На рис. 11.2, а показана схема выполнения ускорения защиты после АПВ. Цепь ускоренного действия защиты нормально разомкнута контактом промежуточного реле ускорения *KLY* (рис. 11.1), которое срабатывает перед повторным включением выключателя и, имея замедление на возврат, держит свой контакт замкнутым в течение 0,7–1 с. Поэтому если повторное включение происходит на устойчивое КЗ, то защита второй раз действует без выдержки времени по цепи ускорения через контакт реле *KLY* и мгновенный контакт *KT1.1* реле времени.

Для запуска промежуточного реле ускорения часто применяется схема, приведенная на рис. 11.2, б. При отключении выключателя реле положения «Отключено» реле *KL1* срабатывает и, кроме рассмотренных ранее действий, замыкает контакт в цепи обмотки реле *KLY*, которое, сработав, в свою очередь, замыкает цепь ускорения. При подаче команды на включение выключателя реле *KL1* возвращается и снимает «плюс» с обмотки реле *KLY*. Однако реле *KLY* возвращается не сразу, а с замедлением 0,7–1 с, что является достаточным для срабатывания защиты по цепи ускорения при включении выключателя на устойчивое КЗ.

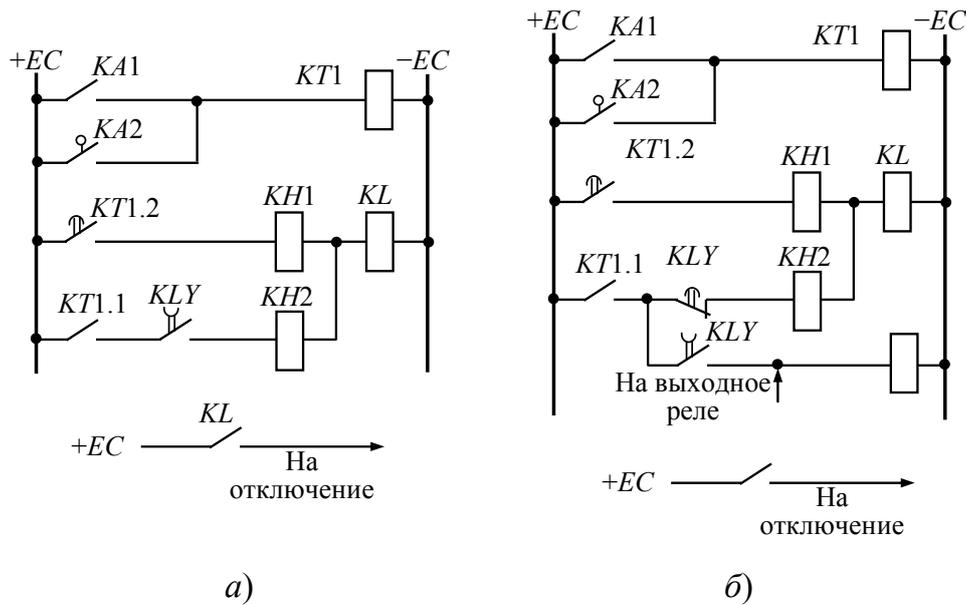


Рис. 11.2. Схемы ускорения действия защиты: а – после АПВ; б – до АПВ

Для ускорения защиты могут использоваться и непосредственно контакты реле  $KL1$ . При этом реле ускорения не устанавливается, а в качестве реле  $KL1$  используется замедленное на возврат реле.

**11.1.6. Ускорение защиты до АПВ** позволяет ускорить отключение КЗ и обеспечить селективную ликвидацию повреждений. В сети (рис. 11.3) максимальная токовая защита МТЗ1, установленная на линии  $W1$ , по условию селективности должна иметь выдержку времени больше, чем максимальные токовые защиты МТЗ2 и МТЗ3 линий  $W2$  и  $W3$ . Отключение КЗ с выдержкой времени приводит к нарушению работы потребителей из-за длительного воздействия пониженного напряжения и значительно снижает успешность действия АПВ.

Одним из способов, обеспечивающих быстрое отключение повреждений на линии  $W1$  без применения сложных защит, является ускорение МТЗ этой линии до АПВ. С этой целью защита МТЗ1 выполняется так, что при возникновении КЗ на линиях  $W1-W3$  она первый раз действует без выдержки времени независимо от того, на какой из линий произошло КЗ, а после АПВ действует с нормальной выдержкой времени. Действие защиты и АПВ происходит при этом следующим образом. В случае КЗ на линии  $W1$  срабатывает защита МТЗ1 по цепи ускорения и без выдержки времени отключает эту линию. После АПВ, если повреждение устранилось, линия остается в работе. Если же повреждение оказалось устойчивым, то линия вновь отключится, но уже с выдержкой времени.

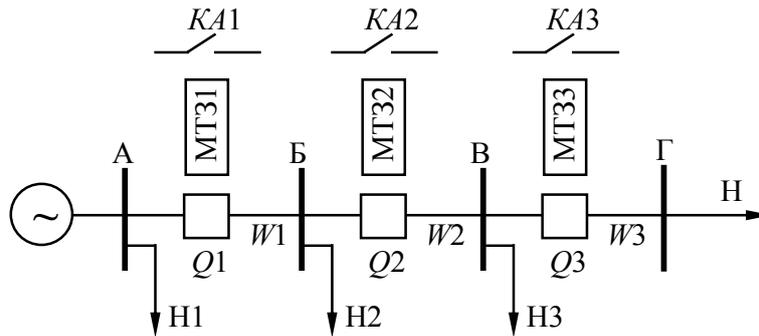


Рис. 11.3. Участок сети с односторонним питанием

При КЗ на линии  $W2$  происходит неселективное отключение линии  $W1$  защитой МТЗ1 по цепи ускорения без выдержки времени. Затем линия  $W1$  действием АПВ включается обратно. Если повреждение на линии  $W2$  оказалось устойчивым, то линия  $W2$  отключается своей защитой МТЗ2, а линия  $W1$  остается в работе, так как после АПВ защита МТЗ1 действует с нормальной селективной выдержкой времени.

Ускорение защиты до АПВ выполняется аналогично ускорению после АПВ исключением выдержки времени основной защиты, либо с помощью отдельного комплекта токовых реле. Пуск реле  $KLY$  ускорения защиты до АПВ осуществляется при срабатывании выходного реле АПВ (рис. 11.3). У реле  $KLY$  при этом используется размыкающий контакт. Цепь ускорения будет замкнута до АПВ и будет размыкаться при действии АПВ на включение выключателя. Реле  $KLY$  при этом будет удерживаться в сработавшем положении до тех пор, пока не будет отключено КЗ и разомкнутся контакты реле защиты.

**11.1.7. Двухкратное АПВ** позволяет повысить эффективность АПВ. Как показывает опыт эксплуатации, успешность действия АПВ при втором включении составляет 11–20 %, что повышает общий процент успешных действий АПВ до 75–95 %. Двухкратное АПВ применяют на линиях с односторонним питанием и на головных участках кольцевых сетей, где возможна работа в режиме одностороннего питания. Автоматическое повторное включение двухкратного действия с комплектным устройством типа РПВ-258 содержит два конденсатора  $C1$  и  $C2$  и одно реле времени  $KT1$  с двумя контактами, замыкающимися с разными выдержками времени, соответствующими уставкам по времени АПВ первого и второго циклов.

Выдержка времени первого цикла АПВ определяется согласно выражениям (11.1) и (11.2) так же как и для АПВ однократного действия. Второй цикл должен происходить спустя 10–20 с после вторичного отключения выключателя. Такая большая выдержка времени АПВ

во втором цикле диктуется необходимостью подготовки выключателя к отключению КЗ в случае включения на устойчивое повреждение. За это время из камеры гашения удалятся разложившиеся и обугленные частицы. Камера вновь заполняется маслом и отключающая способность выключателя восстанавливается.

Для того чтобы предотвратить многократное действие АПВ, время заряда конденсаторов  $C1$  и  $C2$  должно превышать выдержки времени обоих циклов АПВ. В заводском комплекте АПВ типа РПВ-258 время готовности к последующим действиям после второго цикла составляет 60–100 с.

**11.1.8. Автоматическое повторное включение на линиях с двухсторонним питанием** имеет некоторые особенности, что определяется наличием напряжения по обоим концам линии. Первая особенность состоит в том, что АПВ линии должно производиться лишь после того, как она будет отключена с обеих сторон, что необходимо для деионизации воздушного промежутка в месте повреждения. Поэтому при выборе выдержки времени АПВ линии с двухсторонним питанием необходимо кроме условий (11.1) и (11.2) учитывать еще и третье условие:

$$t_{\text{АПВ1}} = t_{\text{защ2}} - t_{\text{защ1}} + t_{\text{откл2}} - t_{\text{откл1}} + t_{\text{д}} - t_{\text{вкл1}} + t_{\text{зап}}, \quad (11.4)$$

где  $t_{\text{защ1}}$ ,  $t_{\text{откл1}}$ ,  $t_{\text{вкл1}}$  – наименьшие выдержка времени защиты, время отключения и включения выключателя на своем конце (индекс 1) линии, на котором выбирается выдержка времени АПВ;  $t_{\text{защ2}}$ ,  $t_{\text{откл2}}$  – выдержка времени второй ступени защиты и время отключения выключателя на противоположном конце (индекс 2) линии;  $t_{\text{д}}$  – время деионизации среды;  $t_{\text{зап}}$  – дополнительный запас по времени, учитывающий погрешности реле времени устройства АПВ и защиты, отличия времен действия выключателей от расчетных величин и т. д.; принимается равным 0,5–0,7 с.

Принимая с целью упрощения  $t_{\text{откл1}} = t_{\text{откл2}}$  и  $t_{\text{защ1}} = 0$ , из выражения (11.4) получаем более простое выражение для определения выдержки времени АПВ:

$$t_{\text{АПВ1}} = t_{\text{защ2}} + t_{\text{д}} - t_{\text{вкл1}} + t_{\text{зап}}. \quad (11.5)$$

Если вторая ступень защиты не обеспечивает достаточной надежности при повреждениях в конце рассматриваемой линии (коэффициент чувствительности)  $K_{\text{ч}} \leq 1,3$ –1,4, в выражения (11.4) и (11.5) необходимо подставлять выдержку времени третьей ступени защиты.

Выдержка времени АПВ для обоих концов линии подсчитывается по выражениям (11.1), (11.2), (11.4) или (11.5) и принимается наибольшее из трех полученных значений.

Вторая особенность применения АПВ на линиях с двухсторонним питанием определяется тем, что успешное включение линии (замыкание в транзит) может сопровождаться большими толчками тока.

В тех случаях, когда две электростанции или две части энергосистемы связаны несколькими линиями (рис. 11.4, *a*), отключение одной из них не приводит к нарушению синхронизма и значительному расхождению по углу и значению напряжений по концам отключившейся линии. Автоматическое повторное включение в данном случае не будет сопровождаться большим толчком уравнивающего тока. Вследствие этого на линиях с двухсторонним питанием допускается применение простых АПВ, аналогичных рассмотренным выше, если две электростанции или две энергосистемы имеют три или более связей высокой пропускной способности.

В некоторых случаях простое АПВ, установленное с одного конца, дополняется устройством контроля наличия напряжения на линии. Благодаря этому, включение от АПВ на устойчивое КЗ производится только один раз с той стороны, где отсутствует устройство контроля напряжения на линии. С той же стороны, где контролируется напряжение, включение выключателя будет происходить лишь в том случае, если повреждение устранилось и линия, включенная с противоположного конца, держит напряжение.

Поскольку действием АПВ с контролем наличия напряжения линия, стоящая под напряжением с противоположного конца, замыкается в транзит, при выборе выдержки времени  $t_{АПВ1}$  можно не учитывать составляющую  $t_d$ , и условия (11.4) и (11.5) приобретают следующий вид:

$$t_{АПВ1} = t_{защ2} - t_{защ1} + t_{отк2} - t_{отк1} + t_{зап}; \quad (11.6)$$

$$t_{АПВ1} = t_{защ2} + t_{зап}. \quad (11.7)$$

При включении действием АПВ линии с двухсторонним питанием, когда синхронизм между двумя частями энергосистемы не был нарушен, могут возникать синхронные качания, вызванные толчком активной мощности в момент включения. Синхронными качаниями называются периодические колебания угла между ЭДС, не превышающие  $180^\circ$ . Обычно синхронные качания не сопровождаются большими колебаниями угла и быстро затухают.

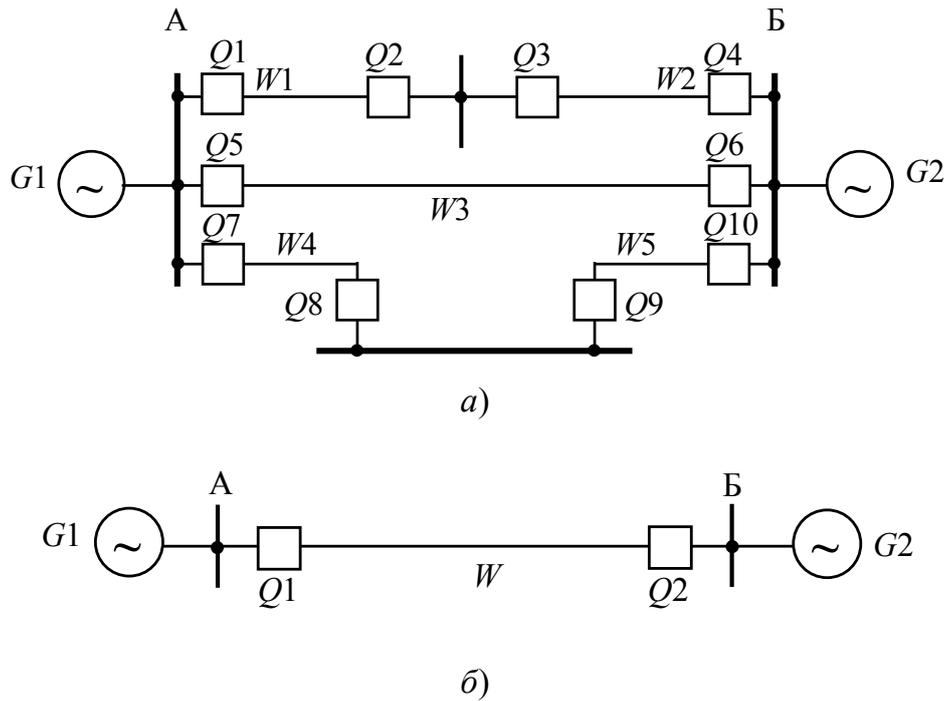


Рис. 11.4. Схема связи между двумя частями энергосистемы:  
*а* – с тремя линиям; *б* – с одной линией

Если две электростанции или две части энергосистемы связаны единственной линией электропередачи (рис. 11.4, *б*), по которой передается активная мощность, каждое отключение этой линии будет приводить к несинхронной работе разделившихся частей энергосистемы.

Для линий с двухсторонним питанием разработано и эксплуатируется большое количество ТАПВ разных типов, которые можно объединить в три группы:

1. Устройства, допускающие несинхронное включение разделившихся частей энергосистемы, – несинхронное АПВ (НАПВ).
2. Устройства, допускающие АПВ, когда напряжения по концам отключившейся линии синхронны, – АПВ с контролем синхронизма (АПВКС) или, когда разность частот этих напряжений невелика, т. е. условия близки к синхронным, – быстродействующее АПВ (БАПВ), АПВ с улавливанием синхронизма (АПВУС) и др.
3. Устройства, осуществляющие АПВ после отключения источников несинхронного напряжения или их возбуждения (генераторов или синхронных компенсаторов), с последующей их синхронизацией – АПВ с самосинхронизацией (АПВС). Если источники несинхронного напряжения отключаются с их остановом, выполняется АПВ с контролем отсутствия напряжения (АПВОН).

**Несинхронное АПВ.** Несинхронное АПВ (НАПВ) является наиболее простым устройством, допускающим включение разделившихся частей энергосистемы независимо от разности частот их напряжений. Схема АПВ при этом выполняется так, как описано выше, без каких-либо дополнительных блокировок. Для предотвращения включения на устойчивое КЗ с обоих концов линии, а также для обеспечения при НАПВ правильной работы РЗ АПВ с одного конца линии иногда выполняется с контролем наличия напряжения на линии.

Включение линии при успешном НАПВ сопровождается сравнительно большими толчками тока и активной мощности, а также длительными качаниями.

Преимуществами схем НАПВ, обусловившими их широкое распространение в энергосистемах, являются простота и возможность применения на выключателях всех типов. Обычно после НАПВ происходит успешная синхронизация двух частей энергосистемы. Вместе с тем следует иметь в виду, что, поскольку НАПВ сопровождается большими толчками тока и снижением напряжения, асинхронным ходом и синхронными качаниями, создаются условия для неправильной работы РЗ. Поэтому необходимо тщательно анализировать поведение защит, установленных на транзите, соединяющем две включаемые части энергосистемы. Применение НАПВ на линиях, несинхронное замыкание которых приводит к длительному асинхронному ходу, нецелесообразно, так как это может вызвать нарушение работы потребителей.

**Быстродействующее АПВ.** После отключения единственной линии, соединяющей две части энергосистемы, генераторы в одной из них начинают ускоряться, а в другой – тормозиться. Вследствие этого все больше увеличивается угол между напряжениями по концам отключившейся линии. Этот процесс, однако, происходит не мгновенно, а в течение некоторого времени, тем большего, чем больше механическая инерция машин в разделившихся частях энергосистемы и чем меньше мощность, передававшаяся по линии до ее отключения.

Принцип быстродействующего АПВ (БАПВ) заключается в том, чтобы после отключения выключателей возможно быстрее повторно включить их с обеих сторон, чтобы за время, называемое бестоковой паузой, угол между напряжениями не успел увеличиться значительно. Включение линии при этом будет происходить без больших толчков тока и длительных качаний.

Быстродействующее АПВ применяется только на выключателях, которые обеспечивают необходимое быстродействие. Для того чтобы БАПВ было успешным, должны быть соблюдены усло-

вия (11.2) и (11.4). Поскольку время включения быстродействующих выключателей составляет 0,1–0,3 с, деионизация среды будет обеспечена при выполнении БАПВ без выдержки времени или с небольшой выдержкой времени, равной 0,1–0,3 с.

Успешное БАПВ возможно лишь в том случае, если КЗ отключается за время 0,1–0,3 с. Чем с большей выдержкой времени отключается повреждение, тем на больший угол успеют разойтись ЭДС. Поэтому БАПВ применяется только в тех случаях, когда линия оснащена быстродействующей защитой, обеспечивающей отключение повреждения без выдержки времени с обоих ее концов.

Достоинствами БАПВ являются простота схемы и высокая эффективность действия, что обеспечивает восстановление параллельной работы без длительных качаний и с меньшими толчками тока, чем при НАПВ. При использовании БАПВ, так же как и при НАПВ, необходимо принимать меры, исключая ложное срабатывание дистанционных и токовых защит в момент включения, а также при последующих качаниях.

Наиболее целесообразно применять БАПВ на одиночных линиях, связывающих две энергосистемы, когда изменение угла  $\Delta\delta$  невелико, что будет иметь место при малых отношениях мощности  $P_{л}$ , передаваемой по линии, к суммарной мощности генераторов энергосистемы, т. е. на слабо загруженных линиях.

Разновидностью БАПВ является ускоренное УТАПВ. От обычного БАПВ УТАПВ отличается наличием контролей напряжения – со стороны включаемой первой – контроля отсутствия напряжения, а со второй – синхронизма. Как и в случае применения БАПВ, линия должна быть оснащена быстродействующей защитой, обеспечивающей отключение повреждения без выдержки времени с обоих ее концов. Выдержки времени АПВ остаются такими же, как и в случае БАПВ, однако время бестоковой паузы увеличивается, так как АПВ со второго конца запускается после успешного включения с первого. При использовании такого АПВ бестоковая пауза равна примерно 0,7 с. Включение линии в данном случае происходит без толчка и не требуется блокировка защиты перед включением.

**Автоматическое повторное включение с ожиданием синхронизма.** Принцип действия АПВ с ожиданием синхронизма (АПВОС) заключается в том, что включение разделившихся частей энергосистемы разрешается, когда напряжения по концам отключившейся линии синхронны или близки к синхронным, а угол между напряжениями не превышает определенного значения. Когда напряжения по кон-

цам отключившейся линии синхронны, АПВОС контролирует угол между ними и осуществляет включение линии, если угол невелик и включение не будет сопровождаться большим толчком тока.

Когда напряжения несинхронны, АПВОС осуществляет замыкание линии в транзит в момент совпадения фаз, если разность частот невелика и включение не будет сопровождаться большим толчком тока и длительными качаниями.

Если напряжения по концам линии будут несинхронными и разность частот недопустимо велика, схема АПВОС будет ожидать, пока не восстановится синхронизм между разделившимися частями энергосистемы, или когда разность частот будет столь незначительная, что замыкание линии в транзит не повлечет за собой асинхронного хода и не будет сопровождаться большим толчком тока.

В данном случае линия включается, с одной стороны, с контролем отсутствия напряжения, а с другой стороны – с контролем синхронизма, дополненным контролем разности частот с двух сторон выключателя. Если в данный момент разность частот велика, то АПВОС ожидает, пока сблизятся частоты, после чего в момент приближения к синхронизму произойдет включение выключателя.

## 11.2. Автоматический ввод резерва

*11.2.1. Назначение автоматического ввода резерва.* Схемы электрических соединений энергосистем и отдельных электроустановок должны обеспечивать надежность электроснабжения потребителей. Высокую степень надежности обеспечивают схемы питания одновременно от двух и более источников (линий, трансформаторов), поскольку аварийное отключение одного из них не приводит к нарушению питания потребителей.

Несмотря на эти очевидные преимущества многостороннего питания потребителей, большое количество подстанций, имеющих два источника питания, работают по схеме одностороннего питания.

Применение такой менее надежной, но более простой схемы электроснабжения во многих случаях оказывается целесообразным для снижения токов КЗ, уменьшения потерь электроэнергии в питающих трансформаторах, упрощения РЗ, создания необходимого режима по напряжению, перетока мощности и т. п. При развитии электрической сети одностороннее питание часто является единственно возможным решением, так как ранее установленное оборудование и РЗ не позволяют осуществить параллельную работу источников питания.

Используются две основные схемы одностороннего питания потребителей при наличии двух или более источников.

В первой схеме один источник включен и питает потребителей, а второй отключен и находится в резерве. Соответственно этому, первый источник называется рабочим, а второй – резервным (рис. 11.5, а). Во второй схеме все источники включены, но работают раздельно на потребителей. Деление осуществляется на одном из выключателей (рис. 11.5, б–г).

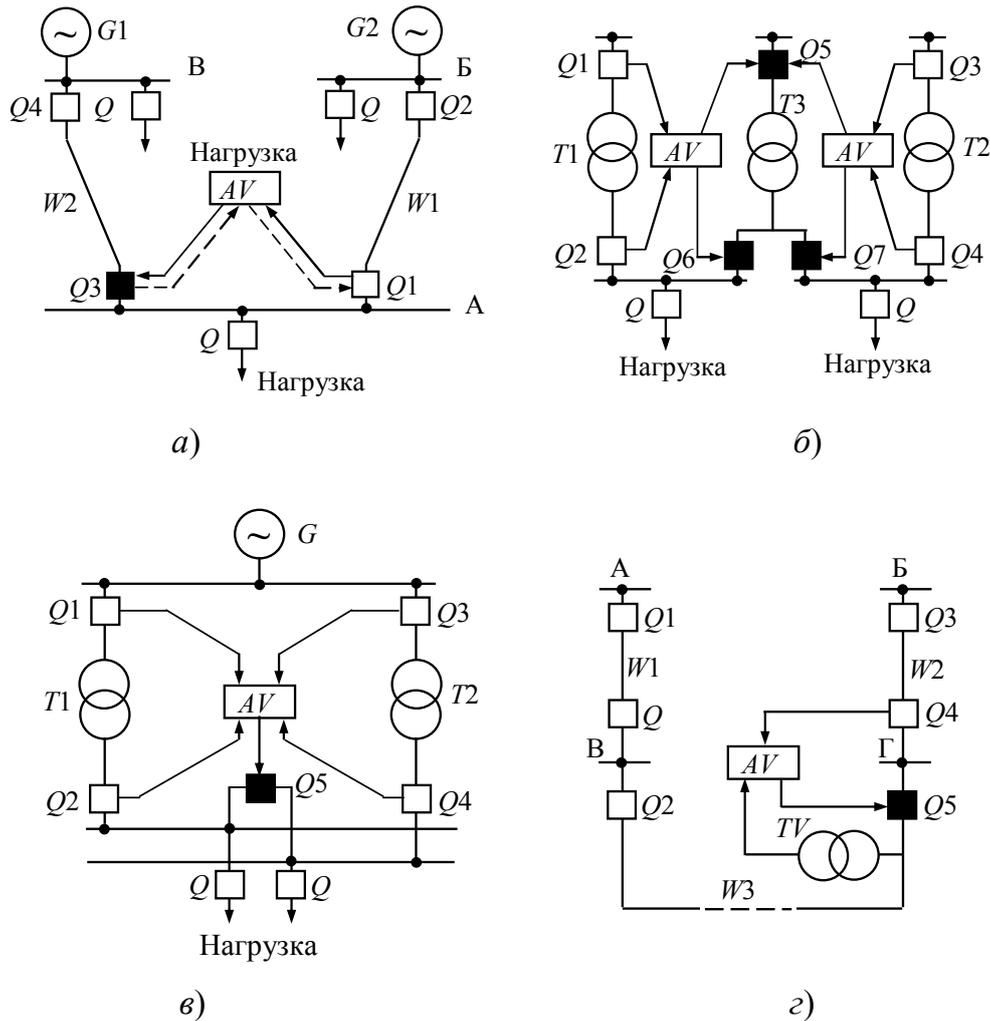


Рис. 11.5. Принципы осуществления АВР при различных схемах питания потребителей

Недостаток одностороннего питания заключается в том, что аварийное отключение рабочего источника приводит к прекращению питания потребителей. Этот недостаток может быть устранен быстрым автоматическим включением резервного источника или включением выключателя, на котором осуществлено деление сети. Для выполнения этой

операции широко используется автоматический ввод резерва (АВР). При наличии АВР время перерыва питания потребителей в большинстве случаев определяется лишь временем включения выключателей резервного источника и составляет 0,3–0,8 с. Рассмотрим принципы использования АВР на примере схем, приведенных на рис. 11.5:

1. Питание подстанции А (рис. 11.5, а) осуществляется по рабочей линии  $W1$  от подстанции Б. Вторая линия  $W2$ , приходящая с подстанции В, является резервной и находится под напряжением (выключатель  $Q3$  нормально отключен). При отключении линии  $W1$  автоматически от АВР включается выключатель  $Q3$  линии  $W2$  и таким образом вновь подается питание потребителям подстанции А.

Схемы АВР могут иметь одностороннее или двухстороннее действие. При одностороннем АВР линия  $W1$  всегда должна быть рабочей, а линия  $W2$  – всегда резервной. При двухстороннем АВР любая из этих линий может быть рабочей и резервной.

2. Питание электродвигателей и других потребителей собственных нужд каждого агрегата электростанции осуществляется обычно от отдельных рабочих трансформаторов ( $T1$  и  $T2$ ) – на рис. 11.5, б). При отключении рабочего трансформатора автоматически от АВР включаются выключатель  $Q5$  и один из выключателей  $Q6$  (при отключении  $T1$ ) или  $Q7$  (при отключении  $T2$ ) резервного трансформатора  $T3$ .

3. Трансформаторы  $T1$  и  $T2$  являются рабочими, но параллельно работать не могут, и поэтому со стороны НН включены на разные системы шин (рис. 11.5, в). Шиносоединительный выключатель  $Q5$  нормально отключен. При аварийном отключении любого из рабочих трансформаторов автоматически от АВР включается выключатель  $Q5$ , подключая нагрузку шин, потерявших питание, к оставшемуся в работе трансформатору. Каждый трансформатор в рассматриваемом случае должен иметь мощность, достаточную для питания всей нагрузки подстанции. В случае, если мощность одного трансформатора недостаточна для питания всей нагрузки подстанции, то при действии АВР должны приниматься меры для отключения части наименее ответственной нагрузки.

4. Подстанции В и Г (рис. 11.5, г) нормально питаются радиально от подстанций А и Б, соответственно. Линия  $W3$  находится под напряжением со стороны подстанции В, а выключатель  $Q5$  нормально отключен. При аварийном отключении линии  $W2$  устройство АВР, установленное на подстанции Г, включает выключатель  $Q5$ , таким образом питание подстанции Г переводится на подстанцию В по линии  $W3$ . При отключении линии  $W1$  подстанция В и вместе с ней ли-

ния  $W3$  остаются без напряжения. Исчезновение напряжения на трансформаторе напряжения ТН также приводит в действие устройство АВР на подстанции Г, которое включением выключателя  $Q5$  подает напряжение на подстанцию В от подстанции Г.

Опыт эксплуатации энергосистем показывает, что АВР является весьма эффективным средством повышения надежности электроснабжения. Успешность действия АВР составляет 90–95 %. Простота схем и высокая эффективность обусловили широкое применение АВР на электростанциях и в электрических сетях.

**11.2.2. Основные требования к устройствам АВР.** Все устройства АВР должны удовлетворять следующим основным требованиям:

1. Схема АВР должна приходить в действие в случае исчезновения напряжения на шинах потребителей по любой причине, в том числе при аварийном, ошибочном или самопроизвольном отключении выключателей рабочего источника питания, а также при исчезновении напряжения на шинах, от которых осуществляется питание рабочего источника. Включение резервного источника питания иногда допускается также при КЗ на шинах потребителя. Однако очень часто схема АВР блокируется, например, при работе дуговой защиты в комплектных распределительных устройствах. При отключении от МТЗ трансформаторов, питающих шины НН, работе АВР предпочтительна работа АПВ. Поэтому на стороне НН (СН) понижающих трансформаторов подстанций принимается комбинация АПВ–АВР. При отключении трансформатора его защитой от внутренних повреждений работает АВР, а при отключении ввода его защитой работает АПВ. Такое распределение предотвращает посадку напряжения, а иногда и повреждение секции, от которой осуществляется резервирование.

2. Для того чтобы уменьшить длительность перерыва питания потребителей, включение резервного источника питания должно производиться возможно быстрее, сразу же после отключения рабочего источника.

3. Включение резервного источника имеет смысл только в том случае, если на нем имеется напряжение на уровне не ниже минимально допустимого.

4. Действие АВР должно быть однократным для того, чтобы не допускать нескольких включений резервного источника на устойчивое КЗ.

5. Схема АВР не должна приходить в действие до отключения выключателя рабочего источника для того, чтобы избежать включения резервного источника на КЗ при неотключившемся рабочем источнике. Выполнение этого требования исключает также воз-

можно в отдельных случаях несинхронное включение двух источников питания.

6. Для того чтобы схема АВР действовала при исчезновении напряжения на шинах, питающих рабочий источник, когда его выключатель остается включенным, схема АВР должна дополняться специальным пусковым органом минимального напряжения.

7. Для ускорения отключения резервного источника питания при его включении на устойчивое КЗ должно предусматриваться ускорение действия защиты резервного источника после АВР. Это особенно важно в тех случаях, когда потребители, потерявшие питание, подключаются к другому источнику, несущему нагрузку. Быстрое отключение КЗ при этом необходимо, чтобы предотвратить нарушение нормальной работы потребителей, подключенных к резервному источнику питания. Ускоренная защита обычно действует по цепи ускорения без выдержки времени. На подстанциях, питающих большое количество электродвигателей, ускорение увеличивается до 0,3–0,5 с. Такое замедление ускоренной защиты необходимо для того, чтобы предотвратить ее неправильное срабатывание в случае кратковременного замыкания контактов токовых реле в момент включения выключателя под действием толчка тока, обусловленного сдвигом по фазе до  $180^\circ$  между напряжением энергосистемы и ЭДС тормозящихся электродвигателей.

### **11.2.3. Принцип действия автоматического ввода резерва.**

Рассмотрим принцип действия АВР на примере двухтрансформаторной подстанции (рис. 11.6). Питание потребителей нормально осуществляется от рабочего трансформатора  $T1$ . Резервный трансформатор  $T2$  отключен и находится в резерве. При отключении по любой причине выключателя  $Q1$  трансформатора  $T1$  его вспомогательный контакт  $QF1.2$  разрывает цепь обмотки промежуточного реле  $KL1$  (рис. 11.6, *a*). В результате якорь реле  $KL1$ , подтянутый при включенном положении выключателя, при снятии напряжения отпадает с некоторой выдержкой времени и размыкает контакты.

Второй вспомогательный контакт  $QF1.3$  выключателя  $Q1$  замкнувшись, подает «плюс» через еще замкнутый контакт  $KL1.1$  на обмотку промежуточного реле  $KL2$ , которое своими контактами производит включение выключателей  $Q3$  и  $Q4$  резервного трансформатора, воздействуя на контакторы включения  $YAC3$  и  $YAC4$ . По истечении установленной выдержки времени реле  $KL1$  размыкает контакты и разрывает цепь обмотки промежуточного реле  $KL2$ . Если резервный трансформатор будет включен действием АВР на устойчивое КЗ и отключится РЗ, то его повторного включения не произойдет. Таким об-

разом, реле *KL1* обеспечивает однократность действия АВР и поэтому называется реле однократности включения. Реле *KL1* вновь замкнет свои контакты и подготовит схему АВР к новому действию лишь после того, как будет восстановлена нормальная схема питания подстанции и включен выключатель *Q1*. Выдержка времени на размыкание контакта реле *KL1* должна быть больше времени включения выключателей *Q3* и *Q4*, для того чтобы они успели надежно включиться.

С целью обеспечения действия АВР при отключении выключателя *Q2* от его вспомогательного контакта *QF2.2* подается импульс на катушку отключения *YAT1* выключателя *Q1*. После отключения выключателя *Q1* АВР запускается и действует, как рассмотрено выше. Кроме рассмотренных случаев отключения рабочего трансформатора, потребители также потеряют питание, если по какой-либо причине останутся без напряжения шины ВН подстанции Б. Схема АВР при этом не подействует, так как оба выключателя рабочего трансформатора остались включенными.

Для того чтобы обеспечить действие АВР и в данном случае, предусмотрен специальный пусковой орган минимального напряжения, включающий в себя реле *KV1*, *KV2*, *KT1* и *KL3*. При исчезновении напряжения на шинах Б, а следовательно, и на шинах В подстанции реле минимального напряжения, подключенные к трансформатору напряжения *TV1*, замкнут свои контакты и подадут плюс оперативного тока на обмотку реле времени *KT1* через контакт реле *KV3*. При этом реле *KT1* запустится и по истечении установленной выдержки времени подаст «плюс» на обмотку выходного промежуточного реле *KL3*, которое производит отключение выключателей *Q1* и *Q2* рабочего трансформатора. После отключения выключателя *Q1* АВР действует так же, как рассмотрено выше.

Реле напряжения *KV3* предусмотрено для того, чтобы предотвратить отключение трансформатора *T1* от пускового органа минимального напряжения в случае отсутствия на шинах ВН подстанции А резервного трансформатора *T2*, когда действие АВР будет заведомо бесполезным. Реле напряжения *KV3*, подключенное к трансформатору напряжения *TV2* шин А, при отсутствии напряжения размыкает свой контакт и разрывает цепь от контактов реле *KV1* и *KV2* к обмотке реле времени *KT1*.

В схеме АВР предусмотрены две накладки: *SB1* – для отключения пускового органа минимального напряжения и *SB2* – для вывода из работы всей схемы АВР. Действие АВР и пускового органа минимального напряжения сигнализируется указательными реле *KH1* и *KH2*.

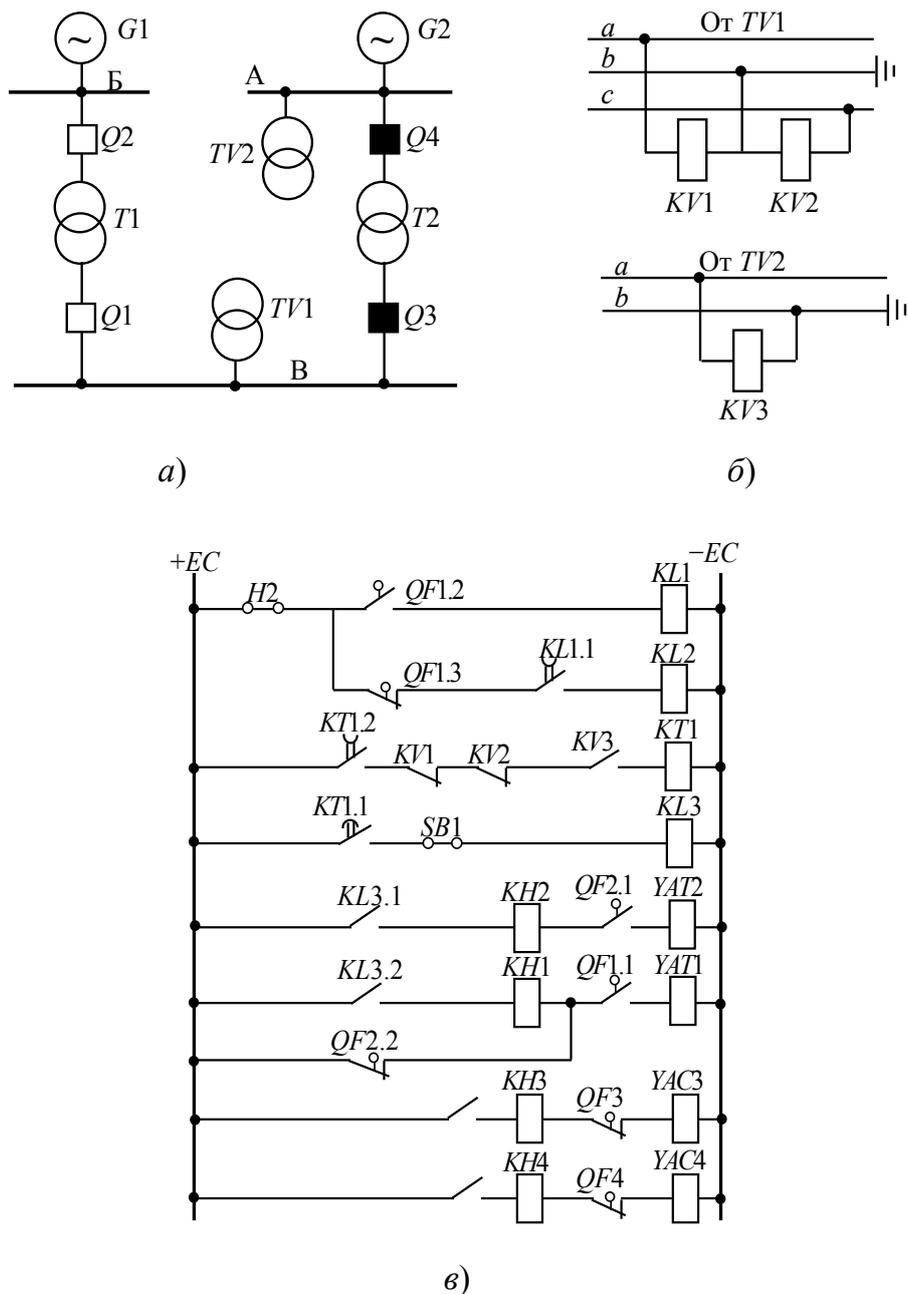


Рис. 11.6. Схемы АВР одностороннего действия трансформатора:  
*a* – цепи первичных соединений; *б* – цепи переменного напряжения;  
*в* – цепи оперативного тока

Пусковые органы минимального напряжения должны выполняться таким образом, чтобы они действовали только при исчезновении напряжения и не действовали при неисправностях в цепях напряжения.

Так, в схемах (рис. 11.6, рис. 11.7, *a*) контакты двух реле минимального напряжения *KV1* и *KV2* включены последовательно, что предотвращает отключение рабочего трансформатора *T1* при отключении

одного из автоматических выключателей (предохранителей) в цепях напряжения. Однако ложное отключение трансформатора все же может произойти, если повредится трансформатор напряжения  $KVI$  или отключатся оба автоматических выключателя в цепях напряжения. Для повышения надежности используются два реле минимального напряжения, включенные на разные трансформаторы напряжения.

Схемы пусковых органов минимального напряжения могут быть выполнены также с помощью двух реле времени переменного напряжения (рис. 11.7, б). Эти реле, подключаемые непосредственно к трансформаторам напряжения, выполняют одновременно функции двух реле: реле минимального напряжения и реле времени. При исчезновении напряжения реле начинают работать и с установленной выдержкой времени замыкают цепь отключения выключателей рабочего источника питания.

Пусковой орган минимального напряжения может быть выполнен с одним реле времени  $KT$ , которое включается через вспомогательное устройство  $VD$  типа ВУ-200, представляющее собой трехфазный выпрямительный мост (рис. 11.7, в). Это реле времени начинает работать лишь в том случае, если напряжение исчезнет одновременно на трех фазах. При отключении одного из автоматических выключателей в цепях напряжения реле не работает, так как на его обмотке остается напряжение от двух других фаз.

В схеме (рис. 11.7, г) блокировка от нарушения цепей напряжения осуществляется с помощью реле минимального тока  $KA$ , включенного в цепь ТТ рабочего источника питания. В нормальных условиях, когда рабочий источник питает нагрузку, по обмотке реле  $KA$  проходит ток, и оно держит свои контакты разомкнутыми. В случае отключения рабочего источника или при исчезновении напряжения на питающих шинах, когда исчезает ток нагрузки, реле  $KA$  замыкает свои контакты и совместно с реле минимального напряжения  $KV$  производит отключение рабочего источника питания.

При отключении источника, питающего шины ВН рабочего трансформатора или линии (например, шины Б на рис. 11.6), пусковой орган минимального напряжения может действовать не сразу, так как в течение примерно 0,5–1,5 с синхронные и асинхронные электродвигатели будут поддерживать на шинах остаточное напряжение, превышающее напряжение срабатывания реле минимального напряжения. Это обстоятельство задерживает работу АВР, поскольку вначале должно затухнуть остаточное напряжение до напряжения срабаты-

ния пускового органа, а затем должен сработать пусковой орган, который всегда имеет выдержку времени, затем должен отключиться рабочий источник, и только после этого произойдет включение резервного источника.

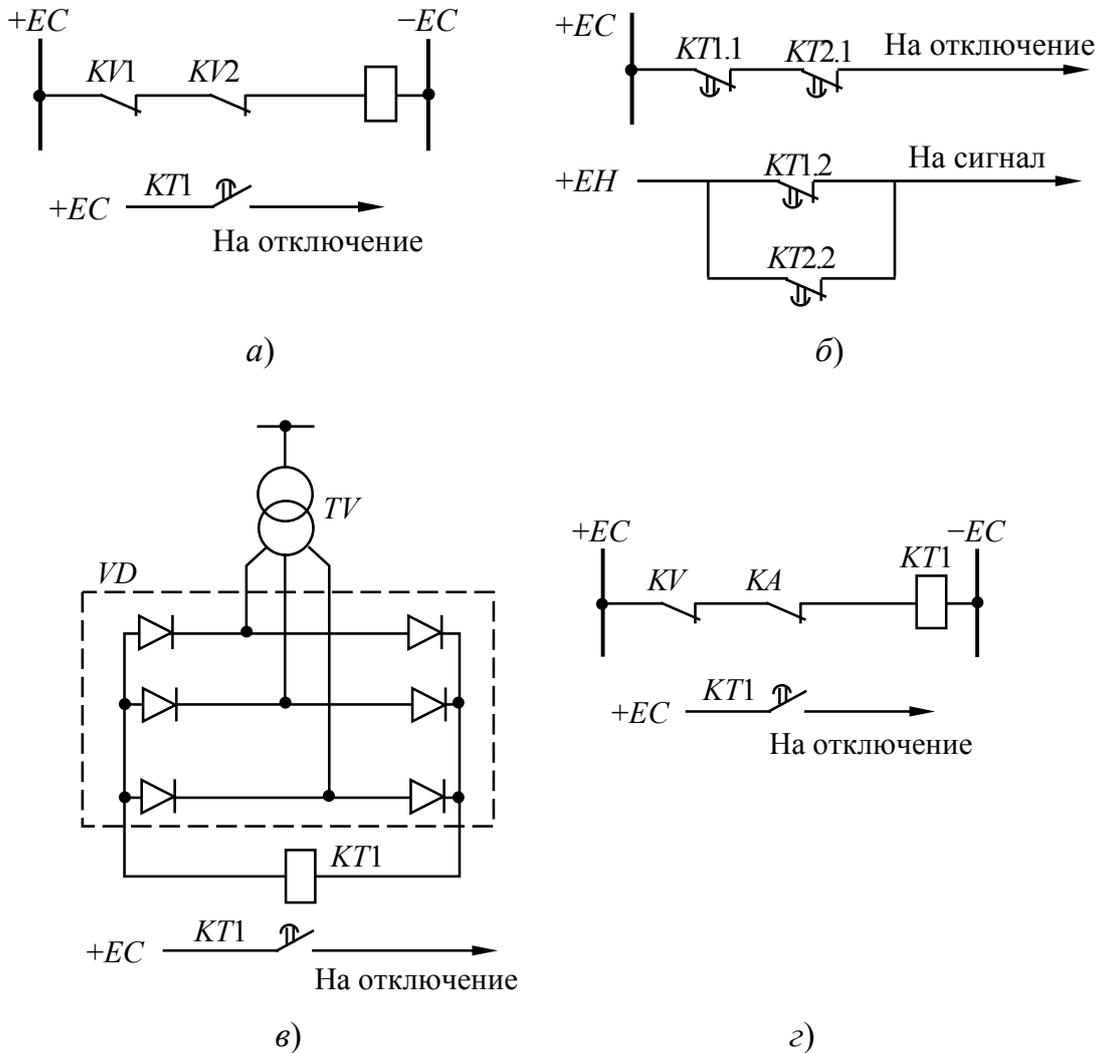


Рис. 11.7. Принципы выполнения пусковых органов АВР:  
*а-в* – минимального напряжения; *г* – минимального тока и напряжения

Для ускорения действия АВР в указанных условиях пусковой орган целесообразно дополнять реле понижения частоты, который выявляет прекращение питания раньше, чем реле минимального напряжения. После отключения источника питания электродвигатели начинают резко снижать частоту вращения, благодаря чему частота остаточного напряжения также быстро снижается.

Схема пускового органа АВР с двумя реле понижения частоты приведена на рис. 11.8, *а*.

Пусковой орган включает в себя два реле понижения частоты  $KF1$  и  $KF2$  и одно промежуточное реле  $KL1$  (рис. 11.8, б). Реле  $KF1$  подключено к трансформатору напряжения  $TV1$  шин НН, к которому подключены также реле напряжения  $KV1$  и реле времени  $KT1$  и  $KT2$ . Реле  $KF2$  подключено к трансформатору напряжения  $TV2$  шин резервного источника питания, к которому подключено также реле  $KV2$ .

Рассматриваемый пусковой орган работает следующим образом. При отключении источника, питающего шины ВН (рис. 11.8, а), электродвигатели, питающиеся от шин В, поддерживают на этих шинах остаточное напряжение, частота которого быстро снижается. При снижении частоты до уставки реле  $KF1$  оно сработает и через контакт реле  $KV1$ , замкнутый вследствие наличия остаточного напряжения, и размыкающий контакт промежуточного реле  $KL1$  воздействует на отключение выключателей рабочего источника питания. Благодаря наличию контакта реле напряжения  $KV1$ , предотвращается ложное срабатывание пускового органа при кратковременном снятии напряжения с обмотки реле частоты  $KF1$ , когда могут замкнуться его контакты.

В рассмотренном случае, когда срабатывание (замыкание контакта) реле  $KF1$  происходит вследствие отключения рабочего источника питания, реле  $KF2$  не замыкает контакт, так как на шинах подстанции А сохраняется нормальное напряжение. Реле  $KF2$  предназначено для того, чтобы предотвратить отключение рабочего источника питания при общесистемном понижении частоты. В данном случае частота напряжения будет снижаться одинаково на всех шинах (А и В), но первым сработает реле  $KF2$ , которое настраивается на более высокую уставку, чем реле  $KF1$ . Сработав, реле  $KF2$  воздействует на промежуточное реле  $KL1$ , которое своим контактом размыкает цепь от контакта реле  $KF1$ , предотвращая отключение рабочего источника питания при срабатывании реле  $KF1$ . На рис. 11.8, в приведена более простая схема пускового органа с одним реле понижения частоты в сочетании с пусковым органом минимального тока.

В случае отключения источника, питающего шины В, исчезнет ток в рабочем трансформаторе и понизится частота остаточного напряжения на шинах В. При этом сработают и замкнут контакты реле минимального тока  $KA1$  и реле частоты  $KF1$ , что приведет к созданию цепи на отключение рабочего трансформатора. Реле частоты  $KF1$  может сработать и при общесистемном снижении частоты, но цепи на отключение рабочего источника при этом не создастся, так как по рабочему трансформатору будет проходить ток нагрузки, поэтому кон-

такт реле  $KA1$  останется разомкнутым. С помощью реле напряжения  $KV1$ ,  $KV2$  и реле времени  $KT1$  в рассматриваемой схеме осуществляется пусковой орган минимального напряжения.

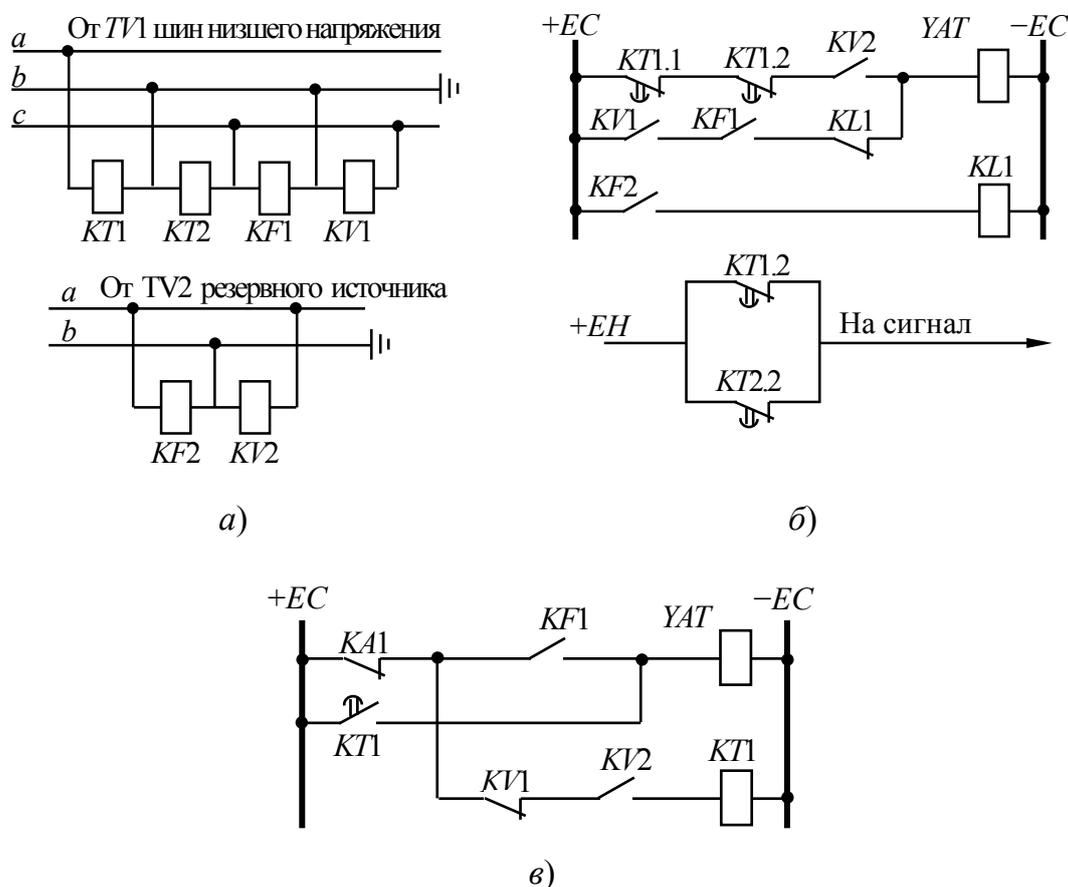


Рис. 11.8. Принципы выполнения пусковых органов АВР, реагирующих на понижение частоты: *а* – цепи переменного напряжения для схемы с двумя реле частоты; *б* – цепи оперативного тока для схемы с двумя реле частоты; *в* – цепи оперативного тока для схемы с одним реле частоты в сочетании с пусковым органом минимального тока и напряжения

#### 11.2.4. Автоматическое включение резерва на подстанциях.

На подстанциях ВН находят широкое применение АВР разных типов. Наряду с АВР трансформаторов применяются АВР секционных и шиносоединительных выключателей и АВР линий.

Схема АВР СВ (рис. 11.9, *а*) отличается от рассмотренных выше некоторыми особенностями. Питание секций шин подстанции, к одной из которых подключен синхронный электродвигатель СД большой мощности, производится от двух рабочих трансформаторов  $T1$  и  $T2$ . При отключении любого из них происходит автоматическое

включение СВ  $Q5$ . Однократность действия АВР (рис. 11.9, б) обеспечивается так же, как и в схемах, рассмотренных выше, с помощью реле РПВ1 и РПВ3 (реле положения «Включено» в схеме управления соответствующими выключателями).

В случае отключения выключателя  $Q1$  трансформатора  $T1$ , питающего первую секцию, замыкается вспомогательный контакт этого выключателя БК1.2 и через замкнутый в рабочем состоянии схемы контакт РПВ1.1 реле РПВ1 подает импульс на катушку включения выключателя  $Q5$  КВ5. Из-за наличия на второй секции синхронного электродвигателя (или синхронного компенсатора) действие АВР при отключении выключателя  $Q3$  будет происходить по-другому. После отключения трансформатора  $T2$ , питающего вторую секцию, частота вращения синхронного электродвигателя (синхронного компенсатора) будет уменьшаться постепенно, вследствие чего при действии АВР он может быть включен несинхронно через трансформатор  $T1$ . Если толчок тока при несинхронном включении превышает величину, допустимую для синхронного электродвигателя (компенсатора) или трансформатора, синхронный электродвигатель необходимо предварительно отключить, а затем включить СВ.

Отключение выключателя  $Q6$  синхронного электродвигателя (рис. 11.9, б) производится от вспомогательного контакта БК3.2 выключателя  $Q3$  при его отключении. В цепи отключения предусмотрена накладка  $SB1$  для вывода цепи отключения из действия, что необходимо на случай питания обеих секций от трансформатора  $T1$  при замкнутом СВ. После отключения выключателя синхронного электродвигателя его вспомогательным контактом БК2.3 будет замкнута цепь на включение СВ  $Q5$ .

Допускается вместо отключения выключателя синхронного электродвигателя (компенсатора) кратковременно отключать автомат гашения поля (АГП) и включать его вновь после включения СВ. Толчок тока при этом будет меньше, чем при несинхронном включении, а после обратного включения АГП синхронный электродвигатель (компенсатор) втянется в синхронизм, т. е. произойдет его самосинхронизация. При наличии на подстанции нескольких синхронных электродвигателей контроль допустимости включения СВ от АВР обычно осуществляется с помощью реле минимального напряжения, т. е. АВР осуществляется с ожиданием снижения напряжения до 0,5–0,6 номинального.

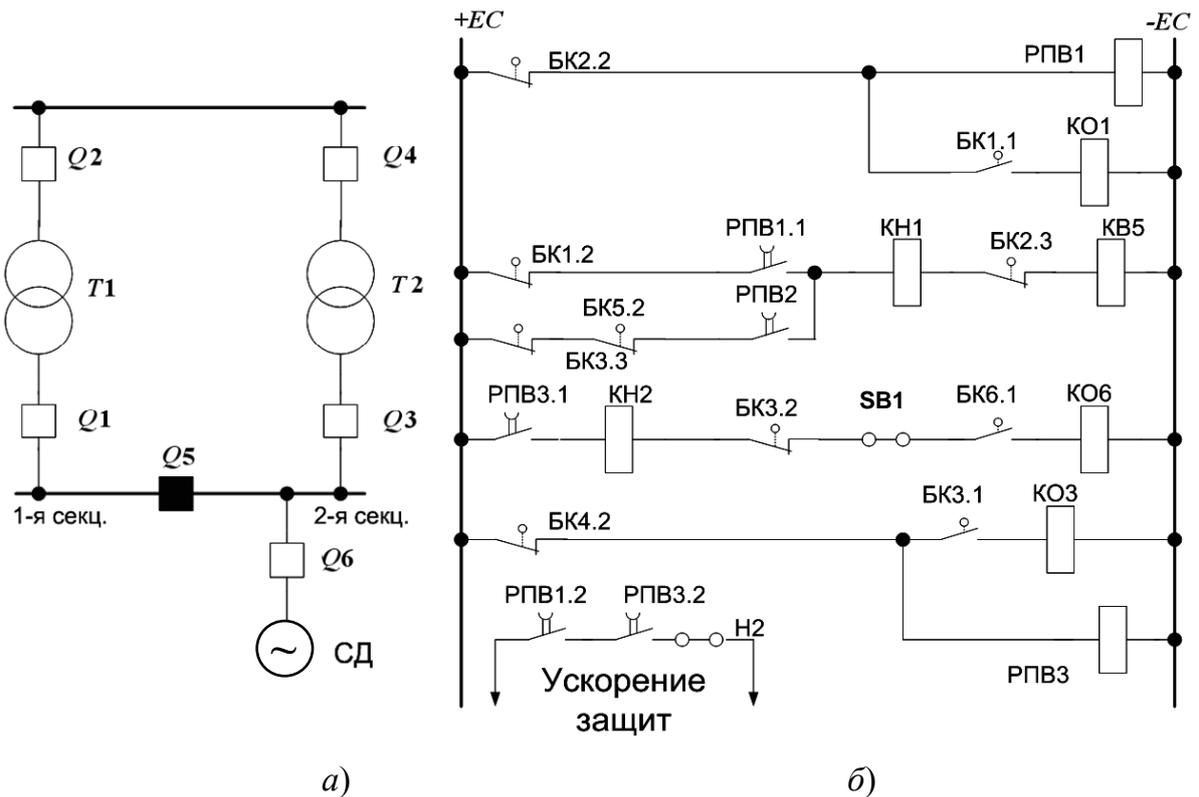


Рис. 11.9. Схема АВР секционного выключателя подстанции с синхронным двигателем: а – поясняющая схема; б – оперативные цепи

Для быстрого отключения СВ в случае включения на неустранившееся КЗ на шинах подстанции в схеме предусмотрено ускорение защиты СВ после АВР. Ускорение осуществляется контактами РПВ1.2 и РПВ3.2 реле РПВ1 и РПВ3.

Действие АВР должно согласовываться с действием других устройств автоматики и, в частности, с действием автоматики частотной разгрузки АЧР, отключающей потребителей при аварийном снижении частоты в энергосистеме. Для предотвращения снижения эффективности АЧР действие АВР на восстановление питания потребителей, отключенных от АЧР, должно запрещаться.

**11.2.5. Сетевые автоматические вводы резерва.** В распределительных сетях находят широкое применение АВР, обеспечивающие при своем срабатывании восстановление питания нескольких подстанций сети, так называемые сетевые АВР. Схема сети такого АВР приведена на рис. 11.10, а и оперативных цепей – на рис. 11.10, б, в.

В схеме пускового органа АВР предусмотрено второе реле времени *KT2* для возможности осуществления двух различных уставок по времени в случае отключения источников питания от подстанций А и Д.

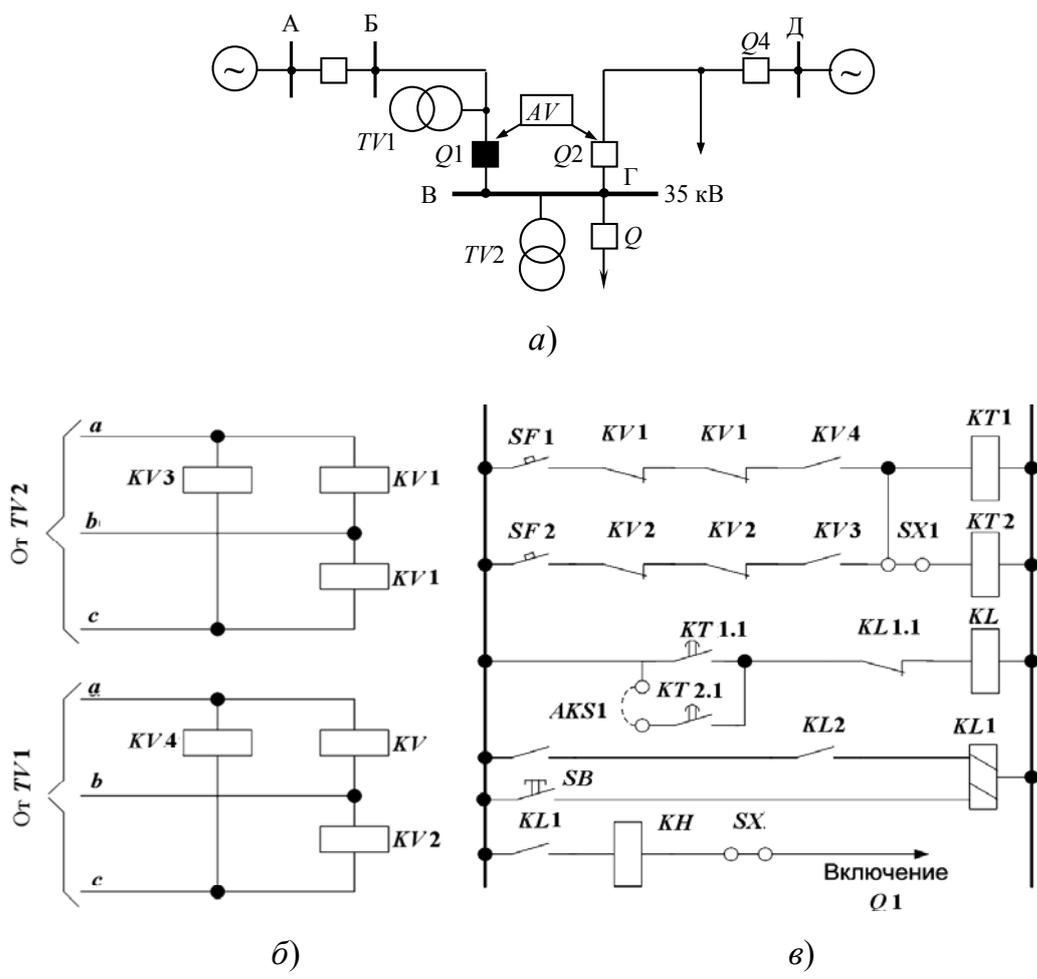


Рис. 11.10. Схема сетевого АВР: а – цепи напряжения; в – цепи оперативного тока

Устройство АВР двухстороннего действия обеспечивает восстановление питания участков сети, расположенных слева и справа от подстанции В, в случае нарушения питания от подстанций А и Д, соответственно. Пуск АВР осуществляется контактами реле напряжения *KV1* или *KV2*, подключенными к трансформаторам напряжения *TV1* и *TV2*, соответственно. В цепи обмотки реле времени *KT1* пускового органа АВР включены замыкающие контакты автоматических выключателей *SF1* и *SF2*, предотвращающие ложное срабатывание пускового органа в случае неисправности цепей напряжения, а также замыкающие контакты реле напряжения *KV3* и *KV4*, контролирующие наличие напряжения со стороны резервного источника.

Однократность действия рассматриваемой схемы АВР обеспечивается двухпозиционным реле переменного тока *KL1*.

В нормальном режиме замкнуты контакты реле *KL1.1* и подготовлена цепь обмотки выходного промежуточного реле *KL*. После

срабатывания  $KL$ , подающего импульс на включение  $Q1$ , и замыкания контактов реле положения «Включено» РПВ1, фиксирующего завершение процесса включения  $Q1$ , реле  $KL1$  срабатывает и переключает свои контакты, размыкая  $KL1.1$  в цепи обмотки  $KL$ . Возврат реле  $KL1$  и подготовка схемы АВР к новому действию осуществляются нажатием кнопки К. Эту операцию выполняет персонал оперативно-выездной бригады, отправляющийся на подстанцию при поступлении сигнала о срабатывании АВР.

Действие сетевого АВР увязывается с АПВ линий, что обеспечивает наибольшую эффективность действия автоматики. Релейная защита в рассматриваемой сети должна выполняться с учетом возможности питания промежуточных подстанций как от одного, так и от другого источника.

**11.2.6. Выполнение типовых схем АВР с помощью микроэлектронной аппаратуры.** Фирма «Энергомашвин» выпускает комплектное устройство напряжения УЗА АН, с помощью которого можно выполнить АВР.

На рис. 11.11 показаны цепи действия АВР на секционный выключатель и выключатель ввода.

Выходные контакты защиты минимального напряжения (ЗМН) действуют на отключение ввода 6–10 кВ без блокировки АВР. Для этого служит разделительный диод  $VD1$ . Если же отключение ввода происходит от защит, запрещающих АВР, оперативно или по локальной сети, то срабатывает реле блокировки АВР  $KL$  с задержкой при возврате (реле типа РП252 или РП-18). При отключении питающего трансформатора от защит АВР выполняется.

Команда на включение СВ подается после отключения выключателя ввода через его размыкающий блок-контакт, замыкающий контакт реле положения «включено»  $KQC1$  и размыкающий контакт реле блокировки. Если отключение ввода происходит без блокировки АВР, то реле  $KL$  не срабатывает, а реле  $KQC1$  возвращается после отключения выключателя с задержкой, достаточной для надежного включения СВ.

В ряде случаев перед включением СВ от АВР требуется проверить отсутствие напряжения на рабочей секции. Дело в том, что выключатель ввода может отключиться не только от ЗМН, но и от других защит трансформатора.

В данном случае АВР действует немедленно после отключения ввода и может быть подано напряжение на секцию без контроля напряжения, например, на работающие СД. Для того чтобы избежать такой

возможности подачи напряжения, в цепи включения СВ от АВР можно установить входящий в состав УЗА АН второй комплект ЗМН, используя его для контроля отсутствия напряжения на секции (рис. 11.11).

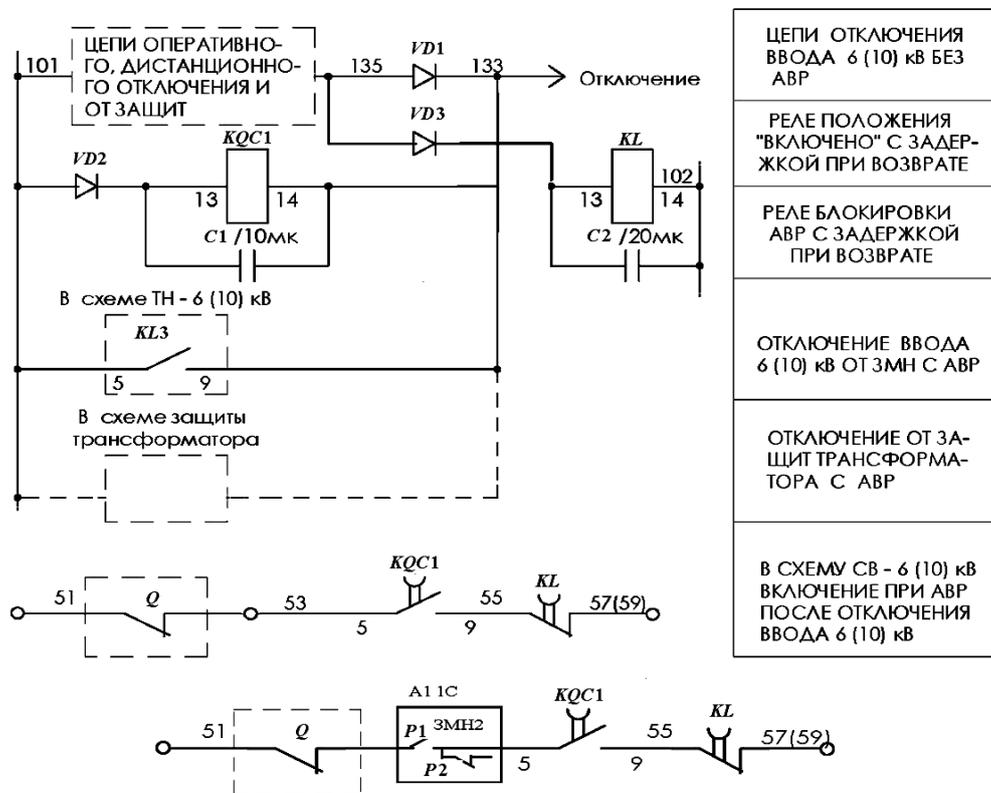


Рис. 11.11. Схема цепей АВР с применением реле УЗА АН

Для выполнения АВР может быть использовано микропроцессорное реле напряжения. Схема ЗМН для такого АВР показана на рис. 11.12.

Защита минимального напряжения используется для отключения линии 6 (10) кВ, питающей электродвигатели при снижении напряжения питания, а также для отключения ввода 6–10 кВ перед выполнением АВР.

В качестве пусковых органов ЗМН используются органы минимального напряжения реле МІСОМ Р921 (Р922), контролирующего напряжение на шинах 6–10 кВ.

Возможно выполнение двух ступеней защиты минимального напряжения ЗМНІ и ЗМНІІ с различными уставками по напряжению и по времени. Однако в данном случае из-за ограниченного количества выходных реле МІСОМ Р922 нельзя будет выполнить две очереди АЧР. Если АЧР не требуется, то используется реле МІСОМ Р921.

Схема ЗМН отключения ввода 6 (10) кВ с реле MICOM P921 приведена на рис. 11.12. В цепь выходного реле ЗМН включается размыкающий контакт реле-повторителя *KL2* органа минимального напряжения смежной секции 6 (10) кВ (контроль наличия напряжения на резервной секции) и контакт переключателя *SA2* вывода ЗМН–АВР. Переключатель целесообразно разместить в ячейке СВ-6 (10) кВ, и тогда им выводится действие ЗМН–АВР по двум секциям одновременно. Если его устанавливать в ячейках ТН-6 (10) кВ или вводах 6 (10) кВ каждой секции, то тогда возможен вывод ЗМН–АВР по каждой секции отдельно. Для исключения ложного срабатывания ЗМН при отключении автомата трансформатора напряжения через его размыкающий блок-контакт подается напряжение на вход *L2*, который блокирует все ступени минимального напряжения.

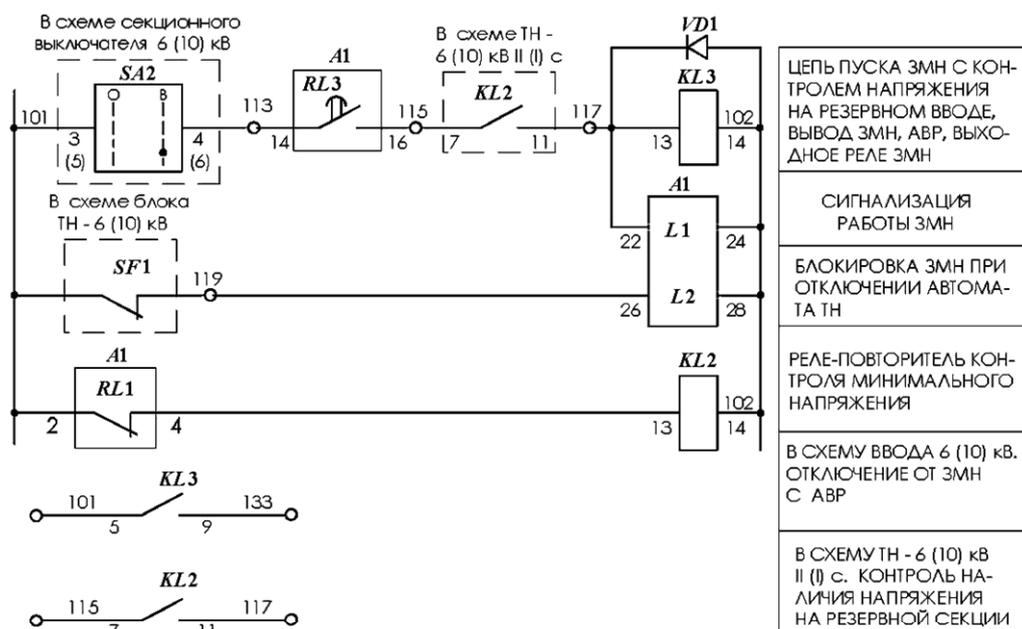


Рис. 11.12. Схема цепей ЗМН на микропроцессорном реле

Контроль наличия напряжения на резервном вводе выполняется пусковым органом минимального напряжения ЗМН отключения ввода через реле-повторитель *KL2*. Одновременно этот же орган обеспечивает пуск МТЗ ввода 6 (10) кВ и трансформатора по напряжению, а также контроль отсутствия напряжения на шинах резервируемой секции 6 (10) кВ в схеме АВР СВ-6 (10) кВ.

Фиксация срабатывания ЗМН осуществляется оптовходом *L1*, включенным параллельно катушке выходного реле *KL3*. Если возникает необходимость передачи через оптовходы дополнительных сиг-

налов, то блокировка ЗМН при отключении автомата ТН выполняется путем включения в цепь реле  $KL3$  и реле ЗМН отключения электродвигателей замыкающего блок-контакта автомата ТН  $SF1$  и оптоход  $L2$  освобождается. Схема АВР с применением микропроцессорных устройств остается прежней.

### **11.2.7. Расчет уставок автоматического ввода резерва**

**Реле однократного включения.** Выдержка времени промежуточного реле однократного включения  $t_{о.в}$  от момента снятия напряжения с его обмотки до размыкания контакта должна с некоторым запасом превышать время включения выключателя резервного источника питания:

$$t_{о.в} = t_{вкл} + t_{зап}, \quad (11.8)$$

где  $t_{вкл}$  – время включения выключателя резервного источника питания; если выключателей два, то выключателя, имеющего большее время включения;  $t_{зап}$  – время запаса, принимаемое равным 0,3–0,5 с.

**Пусковой орган минимального напряжения.** Напряжение срабатывания реле минимального напряжения при выполнении пускового органа выбирается так, чтобы пусковой орган срабатывал только при полном исчезновении напряжения и не приходил в действие при понижениях напряжения, вызванных КЗ или самозапуском электродвигателей.

Для выполнения этого условия напряжение срабатывания реле минимального напряжения (напряжение, при котором возвращается якорь реле) должно быть равным:

$$U_{ср} = U_{ост.н} / K_n K_U; \quad (11.9)$$

$$U_{ср} = U_{зап} / K_n K_U, \quad (11.10)$$

где  $U_{ост.н}$  – наименьшее расчетное значение остаточного напряжения при КЗ;  $U_{зап}$  – наименьшее напряжение при самозапуске электродвигателей;  $K_n$  – коэффициент надежности, принимаемый 1,25;  $K_U$  – коэффициент трансформации трансформатора напряжения.

Для определения наименьшего остаточного напряжения производятся расчеты при трехфазных КЗ за реакторами и трансформаторами (точки 1–3, рис. 11.13) и расчет самозапуска электродвигателей. Принимается меньшее значение напряжения срабатывания, из полученных по формулам (11.9) и (11.10).

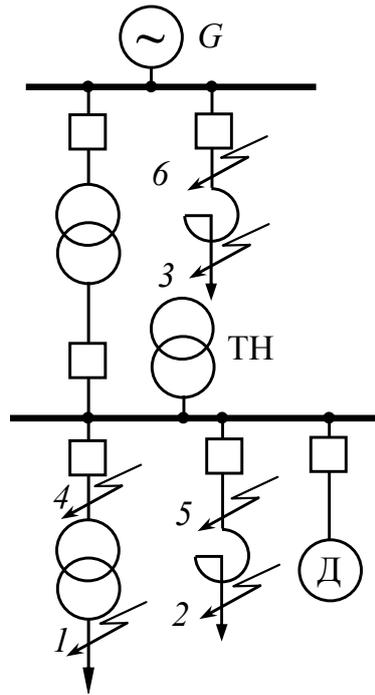


Рис. 11.13. К выбору уставок пусковых органов АВР

В большинстве случаев обоим условиям удовлетворяет напряжение срабатывания, равное:

$$U_{\text{ср}} = (0,25-0,4)U_{\text{ном}}, \quad (11.11)$$

где  $U_{\text{ном}}$  – номинальное напряжение электроустановки.

При выполнении пускового органа минимального напряжения с помощью реле времени переменного напряжения на рис. 11.8, а необходимо иметь в виду, что напряжение срабатывания реле времени типов РВ-215 не регулируется и по данным завода составляет  $(0,25-0,55)U_{\text{ном.р}}$ , где  $U_{\text{ном.р}}$  – номинальное напряжение реле. Поэтому при использовании этих реле в схемах пусковых органов минимального напряжения нужно отбирать реле с напряжением срабатывания не выше  $(0,25-0,4)U_{\text{ном.р}}$ .

Выдержка времени пускового органа минимального напряжения должна быть на ступень селективности больше выдержек времени защит, в зоне действия которых остаточное напряжение при КЗ оказывается ниже напряжения срабатывания реле минимального напряжения или реле времени. Такой зоной являются участки до реакторов (точки 5, 6) и до трансформаторов (точка 4) на рис. 11.13.

Таким образом, выдержка времени пускового органа минимального напряжения должна быть равна:

$$t_{\text{п.о}} = t_1 + \Delta t; \quad (11.12)$$

$$t_{\text{п.о}} = t_2 + \Delta t, \quad (11.13)$$

где  $t_1$  – наибольшая выдержка времени защиты присоединений, отходящих от шин ВН подстанции;  $t_2$  – наибольшая выдержка времени защиты присоединений, отходящих от шин НН подстанции;  $\Delta t$  – степень селективности, равная 0,4–0,5 с. Чем меньше выдержка времени пускового органа АВР, тем меньше перерыв питания потребителей. Поэтому при выборе уставок пускового органа следует стремиться к тому, чтобы выдержка времени была по возможности меньше.

**Пусковой орган минимального тока и напряжения.** Напряжение срабатывания реле минимального напряжения пускового органа минимального тока и напряжения выбирается (11.8) и (11.9). При этом отстраиваться следует только от КЗ в точке 3 (рис. 11.14), так как при КЗ в точках 4 и 5 через трансформатор проходит большой ток КЗ и реле КА держит контакт разомкнутым.

Ток срабатывания реле минимального тока должен быть меньше минимального тока нагрузки и определяется по формуле:

$$I_{\text{ср}} = I_{\text{нагр.мин}} / K_{\text{н}} K_I, \quad (11.14)$$

где  $I_{\text{нагр.мин}}$  – минимальный ток нагрузки трансформатора;  $K_{\text{н}}$  – коэффициент надежности, принимаемый равным 1,5;  $K_I$  – коэффициент трансформации ТТ.

Выдержка времени определяется только по формуле (11.14) из условия согласования с защитой, действующей при КЗ в точке 6 (рис. 11.13). Согласования с защитами присоединений шин НН не требуется.

**Реле контроля наличия напряжения на резервном источнике питания.** Напряжение срабатывания этого реле определяется из условия отстройки от минимального рабочего напряжения по формуле

$$U_{\text{ср}} = U_{\text{раб.мин}} / K_{\text{н}} K_{\text{в}} K_U, \quad (11.15)$$

где  $U_{\text{раб.мин}}$  – минимальное рабочее напряжение;  $K_{\text{н}}$  – коэффициент надежности, принимаемый равным 1,2;  $K_{\text{в}}$  – коэффициент возврата реле.

## 11.3. Автоматическая частотная разгрузка

*11.3.1. Назначение и основные принципы выполнения автоматической частотной разгрузки.* Пока в энергосистеме имеется вращающийся резерв активной мощности, системы регулирования частоты и мощности должны поддерживать заданный уровень частоты. После того как вращающийся резерв будет исчерпан, дефицит активной мощности, вызванный отключением части генераторов или включением новых потребителей, повлечет за собой снижение частоты в энергосистеме. Современные мощные тепловые энергоблоки имеют малый диапазон регулирования активной мощности, что не позволяет выполнить надежное регулирование частоты и активной мощности в необходимом диапазоне. В связи с этим нередко применяют ручное регулирование частоты, которое часто заключается в пуске и останове блоков, поэтому мощность изменяется ступенчато, образуя либо дефицит, либо избыток мощности. При параллельной работе удастся удержать частоту близкой к номинальной за счет того, что по линиям электропередачи протекает уравнивающий переток мощности, покрывающий ее избыток или дефицит. Однако в случаях отделения отдельного узла в энергосистеме возникает дефицит мощности, который не может быть покрыт за счет вращающегося резерва.

Небольшое снижение частоты, на несколько десятых Гц, не представляет опасности для нормальной работы энергосистемы, хотя и влечет за собой ухудшение экономических показателей. Снижение частоты более чем на 1–2 Гц представляет опасность и может привести к полному расстройству работы энергосистемы. Это, в первую очередь, определяется тем, что при понижении частоты снижается скорость вращения электродвигателей, а следовательно, снижается и производительность приводимых ими механизмов собственного расхода тепловых электростанций. Вследствие снижения производительности механизмов собственного расхода резко уменьшается располагаемая мощность тепловых электростанций, особенно электростанций высокого давления, что влечет за собой дальнейшее снижение частоты в энергосистеме. Таким образом, происходит лавинообразный процесс – «лавина частоты», который приводит к полному расстройству работы энергосистемы.

Современные крупные паровые турбины не могут длительно работать при низкой частоте из-за опасности повреждения их рабочих лопаток. Каждый ряд лопаток имеет собственную частоту резонанса, все группы лопаток имеют разные размеры и конструкторам турбин

приходится долго заниматься тем, чтобы вывести все группы лопаток из резонанса при частоте вращения, близкой к номинальной. Если та или иная группа лопаток турбины попадет в резонанс, она может быть через некоторое время повреждена. Зона, свободная от резонансов, составляет 1–2 Гц и недопустима длительная работа системы при частотах, выходящих за этот диапазон.

Процесс снижения частоты в энергосистеме сопровождается также снижением напряжения, что происходит вследствие уменьшения частоты вращения возбuditелей, расположенных на одном валу с основными генераторами. Если регуляторы возбуждения генераторов и синхронных компенсаторов не смогут удержать напряжение, то также может возникнуть лавинообразный процесс – «лавина напряжения», так как снижение напряжения сопровождается увеличением потребления реактивной мощности, что еще более усложнит положение в энергосистеме.

Аварийное снижение частоты в энергосистеме, вызванное внезапным возникновением значительного дефицита активной мощности, протекает очень быстро, в течение нескольких секунд. Поэтому дежурный персонал не успевает принять каких-либо мер, вследствие чего ликвидация аварийного режима должна возлагаться на устройства автоматики.

Для предотвращения развития аварии должны быть немедленно мобилизованы все резервы активной мощности, имеющиеся на электростанциях. Все вращающиеся агрегаты загружаются до предела с учетом допустимых кратковременных перегрузок. Поскольку вращающийся резерв невелик, он не может покрыть большой дефицит мощности, возникший в узле. При отсутствии вращающегося резерва единственно возможным способом восстановления частоты является отключение части наименее ответственных потребителей. Это и осуществляется с помощью специальных устройств – АЧР, срабатывающих при опасном снижении частоты.

Действие АЧР всегда связано с определенным ущербом, поскольку отключение линий, питающих электроэнергией потребителей, влечет за собой недовыработку продукции, появление брака и т. п. Несмотря на это, АЧР широко используется в ЭЭС как средство предотвращения значительных убытков из-за полного расстройства работы энергосистемы, если не будут приняты срочные меры по ликвидации дефицита активной мощности.

Глубина снижения частоты зависит не только от дефицита мощности в первый момент аварии, но и от характера нагрузки. Потребле-

ние мощности одной группой потребителей, к которой относятся электроосветительные приборы и другие установки с чисто активной нагрузкой, не зависит от частоты и при ее снижении остается постоянным. Потребление другой группы потребителей – электродвигателей переменного тока – при уменьшении частоты снижается. Чем больше в энергосистеме доля нагрузки первой группы, тем больше понизится частота при возникновении одинакового дефицита активной мощности. Нагрузка потребителей второй группы будет в некоторой степени сглаживать эффект снижения частоты, поскольку одновременно будет уменьшаться потребление мощности электродвигателями.

Уменьшение мощности, потребляемой нагрузкой при снижении частоты, или, как говорят, регулирующий эффект нагрузки, характеризуется коэффициентом  $K_{\text{нагр}}$ , равным отношению

$$K_{\text{нагр}} = \Delta P / \Delta f, \% . \quad (11.16)$$

Коэффициент регулирующего эффекта нагрузки показывает насколько уменьшается потребление нагрузкой активной мощности на каждый процент снижения частоты. Значение коэффициента регулирующего эффекта нагрузки должно определяться специальными испытаниями и принимается при расчетах равным 2,5–4.

Устройства АЧР должны устанавливаться там, где возможно возникновение значительного дефицита активной мощности во всей энергосистеме или в отдельных ее районах, а мощность потребителей, отключаемых при срабатывании АЧР, должна быть достаточной для предотвращения снижения частоты, угрожающего нарушением работы механизмов собственного расхода электростанций, что может повлечь за собой лавину частоты. Устройства АЧР должны выполняться с таким расчетом, чтобы была полностью исключена возможность даже кратковременного снижения частоты ниже критического значения, равного 45 Гц. Необходимо учитывать все реально возможные случаи аварийных отключений генерирующей мощности и снижения частоты ниже 45 Гц. Время работы с частотой ниже 47 Гц не должно превышать 20 с, а с частотой ниже 48,5 Гц – 60 с.

Чем больший дефицит мощности может возникнуть, тем на большую мощность должно быть отключено потребителей. Для того чтобы суммарная мощность нагрузки потребителей, отключаемых действием АЧР, примерно соответствовала дефициту активной мощности, возникшему при данной аварии, АЧР, как правило, выполняется многоступенчатой, в несколько очередей, отличающихся уставками по частоте срабатывания.

На рис. 11.14 приведены кривые, характеризующие процесс изменения частоты в энергосистеме при внезапном возникновении дефицита активной мощности. Если в энергосистеме отсутствует АЧР, то снижение частоты, вызванное дефицитом активной мощности, будет продолжаться до такого установившегося значения, при котором за счет регулирующего эффекта нагрузки и действия регуляторов частоты вращения турбин вновь восстановится баланс генерируемой и потребляемой мощности при новом сниженном значении частоты – (кривая I). Для восстановления в энергосистеме нормальной частоты в данном случае необходимо вручную отключить часть нагрузки потребителей, суммарное потребление мощности которыми при частоте 50 Гц равно дефициту мощности, вызвавшему аварийное снижение частоты. Учитывая возможные аварийные режимы, доля нагрузки, подключенной к АЧР, в энергосистемах составляет около 60 %.

Иначе будет протекать процесс изменения частоты при наличии АЧР (кривая II). Пусть, например, АЧР состоит из трех очередей с уставками срабатывания: 48; 47,5 и 47 Гц. Когда частота снизится до 48 Гц (точка 1), сработают АЧР первой очереди и отключат часть потребителей, дефицит активной мощности уменьшится, благодаря чему уменьшится и скорость снижения частоты. При частоте 47,5 Гц (точка 2) сработают АЧР второй очереди и, отключая дополнительно часть потребителей, еще больше уменьшат дефицит активной мощности и скорость снижения частоты. При частоте 47 Гц (точка 3) сработают АЧР третьей очереди и отключат еще часть потребителей. Снижение частоты остановится. Однако, как было изложено выше, для сохранения надежной работы системы частоту необходимо поднять выше 49,0 Гц. Таким образом, работа АЧР должна быть продолжена другими устройствами АЧР. Устройства АЧР, используемые для ликвидации аварийного дефицита активной мощности в энергосистемах, подразделяются на три основные категории.

Первая категория автоматической частотной разгрузки АЧР1 является быстросрабатывающей ( $t = 0,3-0,5$  с) с уставками срабатывания от 48,5 Гц (в отдельных случаях от 49,2 Гц) до 46,5 Гц. Назначение очередей АЧР1 – не допустить глубокого снижения частоты в первое время развития аварии. Уставки срабатывания отдельных очередей АЧР1 отличаются одна от другой на 0,1 Гц.

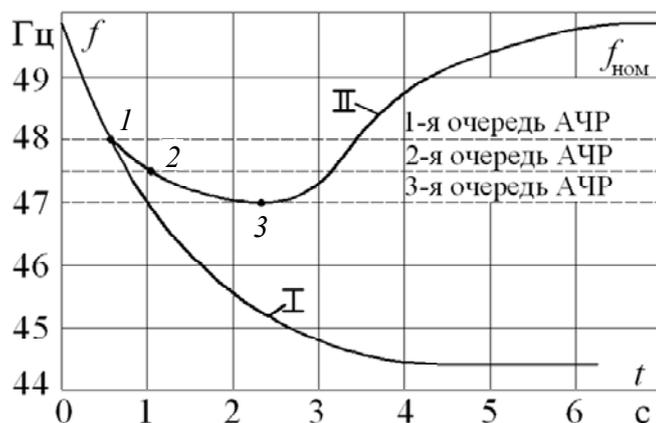


Рис. 11.14. Изменение частоты при возникновении дефицита активной мощности: I – при отсутствии АЧР; II – при наличии АЧР

Вторая категория автоматической частотной разгрузки АЧР II предназначена для восстановления частоты до длительно допустимого значения – выше 49,0 Гц. АЧР II работает после отключения части потребителей от АЧР I, когда снижение частоты прекращается, и она устанавливается на уровне 47,5–48,5 Гц.

Уставки срабатывания всех АЧР II принимаются близкими по частоте в диапазоне 48,5–48,8 Гц. Выдержки времени АЧР II отличаются друг от друга на 3 с и принимаются равными 5–90 с. Большие выдержки времени АЧР II принимаются для того, чтобы постепенно довести частоту до нужной величины, не допустив повышения ее до величины существенно выше 49 Гц. Считается, что энергосистема может устойчиво и длительно работать при частоте, превышающей 49,2 Гц, и доведение ее до номинальной означает, что будет отключена дополнительная часть потребителей, которая могла бы остаться в работе.

Кроме двух категорий автоматической частотной разгрузки – АЧР I и АЧР II, в эксплуатации применяются некоторые другие очереди АЧР. Специальная очередь АЧР, имеющая уставки – 49,2 Гц, и время – 0,3–0,5, с должна препятствовать понижению частоты ниже 49,2 Гц, а защитная очередь АЧР – 49,1 Гц и 0,3–0,5 с не должна допустить снижения частоты ниже 49 Гц, опасной вследствие возможной разгрузки атомных электростанций и дальнейшего снижения частоты. Мощность нагрузки, подключенная к двум последним очередям АЧР, недостаточна для того, чтобы обеспечить подъем частоты при тяжелых авариях, связанных с выделением узла со значительным дефицитом мощности. Данная задача возлагается на мощность, подключенную к АЧР I и АЧР II.

Таким образом, в современных условиях имеется две категории АЧР. Одна – специальная очередь удерживает частоту на длительно

допустимом уровне и нужна для работы системы при недостатке генерирующей мощности, когда не представляется возможным удерживать номинальную частоту, так как для этого требуется отключить добавочное количество потребителей. Вторая система АЧР нужна для работы при аварийно возникших больших дефицитах мощности, отключает значительно больший объем нагрузки и также доводит частоту до длительно допустимого уровня, превышающего 49,0 Гц. При выборе подключаемых к АЧР потребителей оценивается их значение – возникающий ущерб, брак или снижение выпуска продукции, повреждение оборудования, опасность для жизни людей и т. д.

У ответственных потребителей нагрузка разделяется на несколько категорий. Наиболее ответственная нагрузка первой категории обычно отключению не подлежит. Для того чтобы иметь возможность избежать отключения ответственных потребителей первой категории при работе АЧР для отключения остальной нагрузки, стремятся приблизить места установки АЧР к потребителю. Это означает, что АЧР необходимо выполнять на каждой подстанции.

**11.3.2. Предотвращение ложных отключений потребителей от АЧР при кратковременных понижениях частоты в энергосистеме.** При отключении связи с энергосистемой питание обесточенных потребителей может быть восстановлено спустя небольшое время действием АПВ линий или трансформатора, а также АВР СВ (рис. 11.15, а). Однако за время, пока будет нарушена связь с энергосистемой, потребители подстанций могут быть отключены ложным действием АЧР. Это происходит потому, что после отключения источника питания напряжение на шинах подстанции с синхронными компенсаторами или мощными синхронными двигателями сразу не исчезает, а некоторое время поддерживается. Величина напряжения может быть достаточной для срабатывания АЧР, а частота снижается за счет уменьшения скорости вращения электродвигателя. Это, в первую очередь, относится к быстродействующим очередям АЧР: АЧР I, спецочереди и защитной очереди АЧР. АЧР II сработать не успевает, так как имеет значительные выдержки времени. При разработке аппаратуры АЧР напряжение, при котором реле АЧР еще работает, стремятся сделать по возможности более низким для предотвращения его отказа при больших дефицитах мощности, сопровождающихся «лавиной напряжения». Это еще более увеличивает опасность ложной работы АЧР.

В практике эксплуатации применяются специальные блокировки, предотвращающие ложное срабатывание АЧР в рассматриваемом режиме. На рис. 11.15, б показана одна из таких схем, в которой «плюс»

на контакт  $KF$  реле частоты АЧР подается через контакт блокирующего реле направления мощности  $KW$ . При наличии связи с энергосистемой, когда подстанция потребляет активную мощность, реле направления мощности держит свой контакт замкнутым, как показано на рис. 11.15, б, разрешая действовать АЧР. После отключения подстанции от питающей сети активная мощность по трансформатору проходить не будет или будет направлена в сторону шин ВН. При этом реле направления мощности разомкнет свой контакт и снимет «плюс» с контакта реле частоты, предотвращая ложное срабатывание АЧР.

Применяются и другие способы блокировки АЧР от неправильной работы при снижении напряжения. К ним относится блокировка по скорости снижения частоты. При самых тяжелых авариях частота в системе снижается медленнее, чем это происходит при снятии напряжения с двигателей. На устройствах совмещенной АЧРІ–АЧРІІ для блокировки используются сами ИО АЧР.

Уставка по частоте АЧРІІ больше, чем АЧРІ. Реле времени запускается при срабатывании ИО АЧРІІ и останавливается при срабатывании ИО АЧРІ. Зависимость между скоростью снижения частоты и уставками АЧР выглядит следующим образом:

$$dF = (f_{11} - f_1)/t,$$

где  $dF$  – скорость изменения частоты;  $f_{11}$  – уставка по частоте АЧРІІ;  $f_1$  – уставка по частоте АЧРІ;  $t$  – время между срабатыванием ИО АЧРІІ и АЧРІ.

Выдержка времени на реле определяется по формуле

$$t = (f_{11} - f_1)/dF. \quad (11.17)$$

Уставки АЧРІ и АЧРІІ заданы режимами, уставка по времени блокировки определяется по формуле (11.17), исходя из скорости снижения частоты.

В энергосистемах, имеющих значительное количество заводов, оснащенных крупными электродвигателями, такое решение оказалось неприемлемым ввиду низкой скорости снижения частоты. Поэтому там широко применяется метод взаимной блокировки между АЧР разных секций: АЧР двух секций сработает, если сработали оба АЧР.

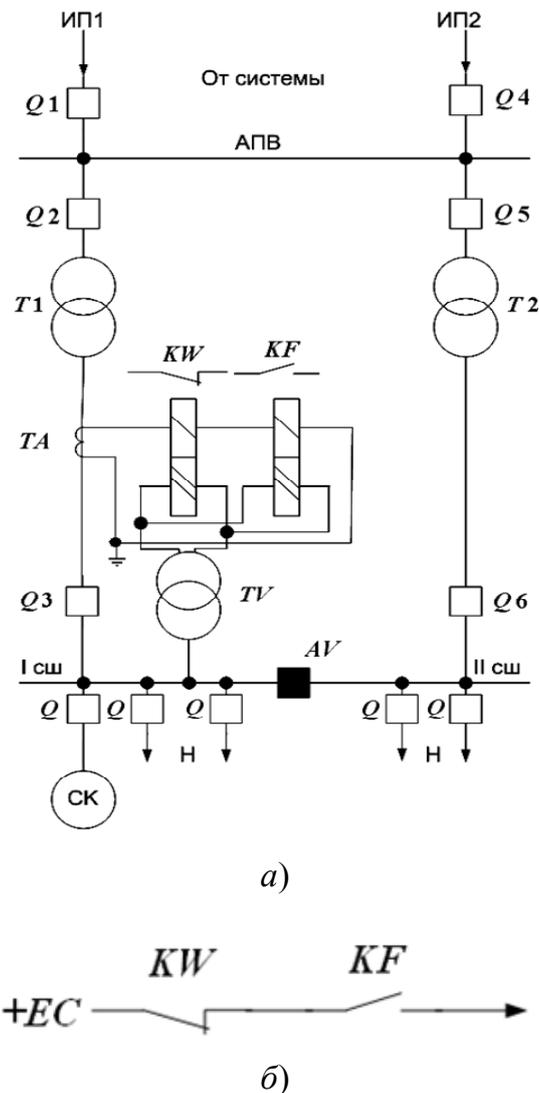


Рис. 11.15. Предотвращение срабатывания АЧР при отключении подстанции с синхронным компенсатором или синхронными электродвигателями:  
 а – схема подстанции; б – блокировка АЧР

При отсутствии блокировки для исправления ложного действия АЧР можно применить АПВ после АЧР. Такой метод рекомендуется директивными материалами. Однако он не всегда эффективен, так как в условиях длительной работы при пониженной частоте частота в сети может быть ниже уставки ЧАПВ.

**11.3.3. Автоматическое включение потребителей после АЧР.**  
 Для ускорения восстановления питания потребителей, отключенных при срабатывании АЧР, применяется специальный вид автоматики – АПВ после АЧР (ЧАПВ). Устройство ЧАПВ срабатывает после восстановления частоты в энергосистеме и дает импульс на включение отключенных от АЧР потребителей.

Устройство ЧАПВ является весьма эффективным средством автоматизации, ускоряющим восстановление питания потребителей, отключавшихся действием АЧР. Поэтому ЧАПВ целесообразно применять везде, где установлена АЧР. В первую очередь, ЧАПВ следует выполнять на подстанциях с ответственными потребителями, на подстанциях без постоянного обслуживающего персонала, с дежурством на дому, далеко расположенных от места размещения оперативно-выездных бригад.

Действие ЧАПВ должно осуществляться при частоте 49,5 Гц. Начальная уставка по времени ЧАПВ принимается равной 11–20 с, конечная – в зависимости от конкретных условий. Минимальный интервал по времени между смежными очередями ЧАПВ в пределах энергосистемы или отдельного узла – 5 с. Мощности нагрузки по очередям ЧАПВ обычно распределяются равномерно. Очередность подключения потребителей к ЧАПВ – обратная очередности АЧР, т. е. к последним очередям АЧР подключаются первые очереди ЧАПВ.

Доля нагрузки, подключаемой к ЧАПВ, в каждом конкретном случае должна определяться с учетом местных условий: возможности повторного снижения частоты в отделившихся на изолированную работу районах, перегрузки линий электропередачи, замедления восстановления параллельной работы действием АПВ с улавливанием синхронизма, автоматическому запуску гидрогенераторов, запуску газовых турбин и т. д.

Автоматическое повторное включение имеет существенное отличие от обычного АПВ, заключающееся в том, что оно не запускается сразу после отключения, а должно работать после восстановления частоты до величины, называемой уставкой ЧАПВ по частоте. Это происходит при частоте 49,5–50 Гц, когда в энергосистеме образовался резерв мощности, позволяющий включить дополнительную нагрузку. В некоторых случаях принимается решение о работе с пониженной частотой и фидера включаются вручную или посредством средств телемеханики.

**11.3.4. Аппаратура, применяемая для АЧР.** Полупроводниковое реле частоты типа РЧ1 производства ЧЭАЗ имеет существенные недостатки. Общая погрешность реле АЧР может достигать 0,25 Гц, диапазон напряжений, при котором работает реле, составляет  $(0,2-1,3)U_{ном}$ . С помощью методов настройки погрешность реле можно довести до 0,1 Гц и менее при сохранении внешних условий: температуры, влажности, формы кривой напряжения. Уход частоты срабатывания возможен также из-за старения деталей. На реле РЧ-1 в настоящее время

выполнена большая часть устройств АЧР. На одном реле может быть выполнено АЧР и ЧАПВ, для чего имеется два входа, переключая которые можно включить либо одну, либо другую уставку реле. Ввиду недостаточной точности работы РЧ-1, не удовлетворяющей современным требованиям к устройствам АЧР, в настоящее время эти реле вытесняются новыми устройствами АЧР (например, реле РСГ).

Из микропроцессорных устройств фирмы ALSTOM можно отметить комплектное устройство MiCOM P922. Устройство имеет точность по частоте 0,01 Гц и диапазон напряжений – 10–130 В.

**11.3.5. Схемы АЧР и ЧАПВ.** На рис. 11.16, а приведена схема совмещенных АЧР I и АЧР II. Действие АЧР осуществляется с помощью реле частоты *KF1*, промежуточного реле *KL1* и выходного реле *KL2*.

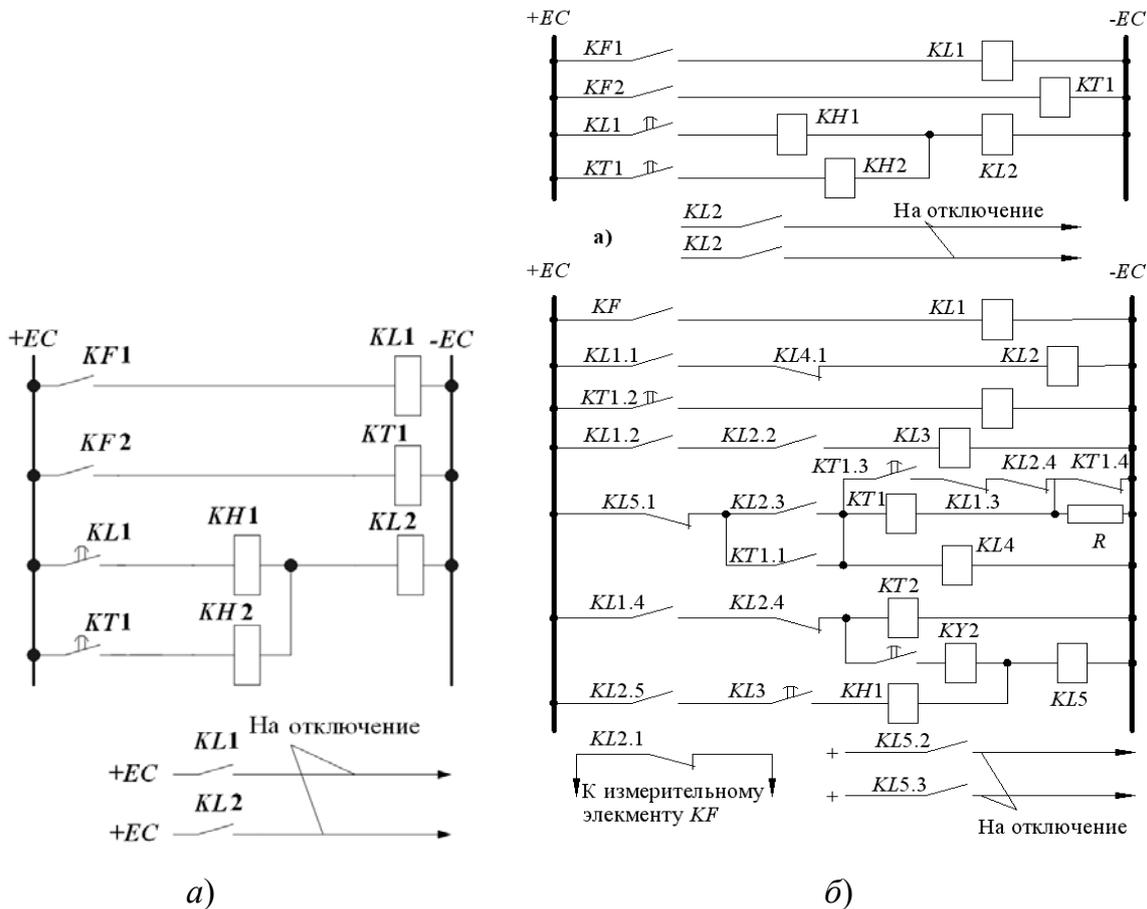


Рис. 11.16. Схемы АЧР I и АЧР II: а – с двумя реле частоты; б – с одним реле частоты и с переключением уставки

Устройство АЧР II выполняется с помощью реле частоты *KF2* и реле времени *KT1*. Сигнализация срабатывания АЧР I и АЧР II выполняется с помощью указательных реле *KH1* и *KH2*.

С целью экономии реле частоты во многих случаях для осуществления совмещенной АЧР используются специальные схемы, в которых предусматривается переключение уставки одного реле частоты.

Одна из таких схем приведена на рис. 11.16, б. В схеме АЧР используется одно реле частоты  $KF$  типа РЧ1, на измерительных элементах которого настроены уставки, соответствующие АЧРІ и АЧРІІ. В нормальном режиме до срабатывания  $KF$  замкнут контакт РП2.1 двухпозиционного реле типа РП8, чем обеспечивается готовность к действию обоих измерительных элементов.

После изменения частоты до уставки АЧРІІ замкнется контакт  $KF$  и реле  $KL1$  контактом  $KL1.1$  подаст «плюс» на верхнюю обмотку  $KL2$ , которое, переключив свои контакты, выведет из действия измерительный элемент с уставкой АЧРІІ. Если частота понизилась до уставки АЧРІ, контакт  $KF$  при этом не разомкнется или, разомкнувшись кратковременно, замкнется вновь, после чего с небольшим замедлением сработает промежуточное реле  $KL3$  и подаст импульс через указательное реле  $KN1$  на выходное промежуточное реле  $KL5$ . На этом закончится работа схемы.

Если частота не снизится до уставки АЧРІ, схема будет продолжать работать. Реле времени  $KT1$ , сработав при замыкании контакта  $KL2.3$ , будет самоудерживаться через свой мгновенный замыкающий контакт  $KT1.1$ . Спустя выдержку времени, установленную на проскальзывающем контакте  $KT1.2$ , будет подан «плюс» на нижнюю обмотку реле  $KL2$ , и оно переключит свои контакты, вновь вводя в действие измерительный элемент с уставкой АЧРІІ. В течение всего времени, пока не замкнется проскальзывающий контакт  $KT1.2$ , схема будет готова к действию на отключение без выдержки времени в случае снижения частоты до уставки АЧРІ.

После замыкания проскальзывающего контакта  $KT1.2$  и переключения реле  $KL2$  цепь отключения от АЧРІ будет выведена и в работе останется только АЧРІІ. После переключения  $KL2$  сработают вновь  $KF$  (если частота будет ниже уставки срабатывания АЧРІІ) и  $KL1$  и запустится реле времени  $KT2$ , которое, доработав, через указательное реле  $KN2$  подаст «плюс» на выходное реле схемы  $KL5$ . Промежуточное реле  $KL4$ , обмотка которого включена параллельно обмотке реле  $KT1$ , будет держать своим контактом  $KL4.1$  разомкнутой цепь верхней обмотки реле  $KL2$ , предотвращая его повторное срабатывание.

Возврат схемы в исходное положение осуществляется после срабатывания выходного реле  $KL5$ , которое разомкнет контакт  $KL5.1$

в цепи обмоток реле  $KT1$  и  $KL4$ . В случае, если схема не подействует на отключение вследствие восстановления частоты в энергосистеме выше уставки АЧРП и возврата реле  $KF$ , то возврат схемы будет осуществлен шунтированием обмотки  $KT1$  по цепи: упорный контакт  $KT1.3$  – размыкающий контакт  $KL1.3$  – размыкающий контакт  $KL2.4$ . Выдержка времени АЧРП в рассматриваемой схеме определяется суммой выдержек времени, установленных на  $KT2$  и на проскользящем контакте  $KT1.2$ .

На рис. 11.17 приведена схема одной очереди АЧР с ЧАПВ. В схеме используется одно реле частоты типа  $KF-1$ , уставка срабатывания которого автоматически переключается. При снижении частоты до уставки срабатывания соответствующей очереди АЧР сработает реле частоты  $KF$  и запустит реле времени  $KT1$ . После того как замкнется контакт реле времени, сработают промежуточные реле  $KL1$  и  $KL2$  и отключат группу потребителей. Одновременно замыкающий контакт  $KL1.3$  введет в работу измерительный элемент реле частоты с уставкой, соответствующей уставке ЧАПВ. Теперь, после ввода в работу указанного измерительного элемента, контакт реле частоты разомкнется лишь после того, как частота в энергосистеме восстановится до значения новой уставки, равной 49,5–50 Гц.

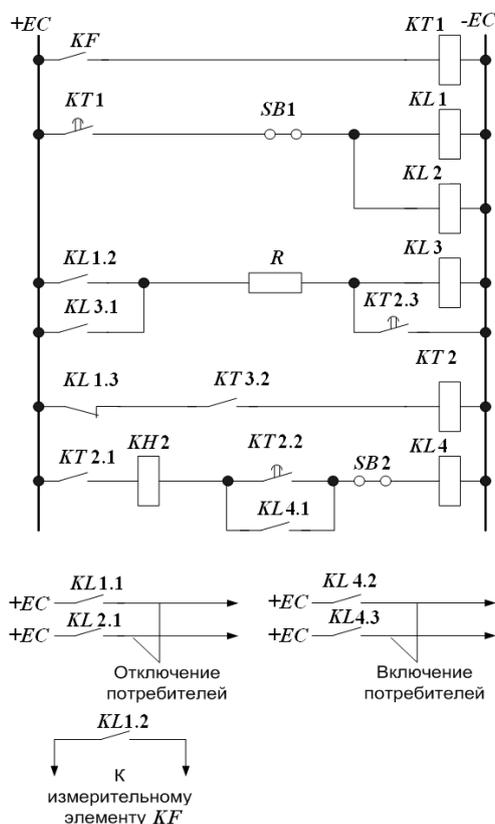


Рис. 11.17. Схема АЧР с ЧАПВ

Реле *KL1* при срабатывании замыкает также своим контактом *KL1.2* цепь обмотки промежуточного реле *KL3*, которое срабатывает и самоудерживается.

После восстановления нормальной или близкой к нормальной частоте реле *KF* и *KT1* разомкнут свои контакты. При этом реле *KL1* возвратится и замкнет контакт *KL1.3* в цепи обмотки реле времени *KT2*. Поскольку контакт *KL3.2* уже замкнут, реле *KT2* начинает работать и, спустя выдержку времени, установленную на проскальзывающем контакте *KT2.2*, замкнет цепь обмотки промежуточного реле *KL4*. Последнее, сработав, самоудерживается через свой замыкающий контакт *KL4.1* и подает импульсы на включение выключателей потребителей, отключавшихся действием АЧР. Возврат схемы осуществляется после замыкания упорного контакта реле времени *KT2.3*, выдержка времени на котором отличается от выдержки проскальзывающего контакта *KT2.2* примерно на 1 с. После замыкания упорного контакта *KT2.3* реле *KL3* возвратится и разомкнет контактом *KL3.2* цепь обмотки реле времени *KT2*. Указательные реле *KH1* и *KH2*, установленные в рассматриваемой схеме, предназначены для сигнализации срабатывания АЧР и ЧАПВ. С помощью накладки *SB1* рассматриваемая автоматика может быть выведена из действия полностью, а с помощью накладки *SB2* – только ЧАПВ.

#### **11.4. Регулирование напряжения и реактивной мощности в системах электроснабжения устройствами автоматического регулирования возбуждения**

На электростанциях при нескольких параллельно работающих генераторах они все участвуют в регулировании напряжения на общих шинах. В систему электроснабжения может входить несколько электростанций, связанных между собой линиями электропередачи. Поддержание напряжения в контрольных пунктах системы обеспечивается совместной работой всех электростанций. При этом уровни напряжений отдельных узлов системы должны быть такими, чтобы перетоки реактивной мощности создавали минимальные потери. С некоторым допущением считают, что регулирование напряжения связано только с изменением реактивной нагрузки генераторов. Устройства АРВ должны действовать так, чтобы в процессе совместного регулирования напряжения параллельно работающие генераторы загружались наиболее экономично.

Устройства АРВ могут осуществлять регулирование напряжения по астатической и статической характеристикам, представляющим собой зависимость напряжения в заданной точке от реактивной составляющей тока статора генератора. В рассматриваемом случае параллельной работы генераторов автоматически регулируется напряжение  $U_m$  на шинах генераторного напряжения. При астатическом регулировании напряжение в заданной точке поддерживается постоянным независимо от реактивной составляющей тока статора  $I_r \sin\varphi$  (рис. 11.18, а, характеристика 2). При этом распределение реактивной мощности между генераторами оказывается неопределенным. Генератор, снабженный устройством АРВ с меньшей зоной нечувствительности (отклонение напряжения в обе стороны от заданного уровня, при котором устройство не действует), окажется перегруженным, а генератор с менее чувствительным устройством АРВ не будет участвовать в восстановлении напряжения и окажется недогруженным.

Заданного распределения реактивной мощности между генераторами можно достичь, если регулировать напряжение по статической характеристике (рис. 11.18, а, характеристика 3). Наклон характеристики определяется коэффициентом статизма  $K_{ст}$ . Изменяя коэффициент  $K_{ст}$ , можно достичь желаемого распределения реактивной мощности между генераторами в процессе автоматического регулирования напряжения. Мощность распределяется обратно пропорционально коэффициентам статизма  $K_{ст1}$  и  $K_{ст2}$  (рис. 11.18, б). Это справедливо для устройства АРВ без зоны нечувствительности. С появлением зоны нечувствительности точность распределения реактивной нагрузки нарушается. Погрешность увеличивается с ростом зоны нечувствительности и уменьшением коэффициента  $K_{ст}$ . При статическом регулировании напряжение с изменением реактивной нагрузки не остается постоянным. Пределы его изменения определяются коэффициентом  $K_{ст}$  и не превышают (0,02–0,03).

Если требуется автоматически регулировать напряжение в какой-либо точке системы, то устройства АРВ должны изменять напряжение на шинах в соответствии со статической характеристикой (рис. 11.18, а). Крутизна характеристики определяется падением напряжения на участке от шин до заданной точки системы.

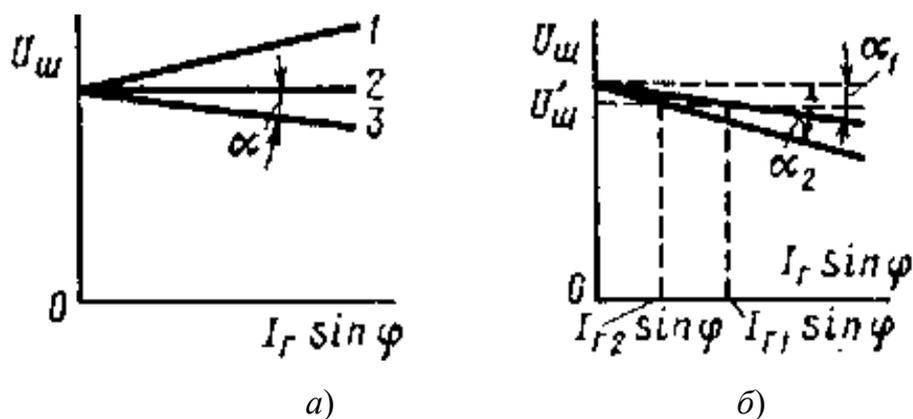


Рис. 11.18. Характеристики регулирования напряжения

Рассмотренные выше устройства АРВ пропорционального действия являются статическими, обеспечивающими характеристику типа 3 (рис. 11.18, а). Для возможности изменять наклон характеристики 3 и обеспечивать характеристику типа 2 они снабжаются специальным устройством установки статизма. В процессе эксплуатации возникает необходимость изменять уровень регулируемого напряжения. Это достигается с помощью задающего элемента (элемента изменения уставки), позволяющего изменять напряжение, подводимое к корректору напряжения. Преднамеренное снижение напряжения на входе корректора устройство АРВ воспринимает как понижение регулируемого напряжения и увеличивает ток  $I_{\text{рег}}$ . Тем самым устанавливается новый, более высокий уровень напряжения. Для уменьшения уровня напряжения необходимо с помощью задающего элемента повысить напряжение на входе корректора. Изменение уровня напряжения сопровождается параллельным перемещением характеристики регулирования вдоль оси  $U_m$  (рис. 11.18, б).

### Контрольные вопросы

1. Какие основные виды автоматики применяются в электрических сетях?
2. Назначение АПВ.
3. Классификация АПВ и основные требования к устройствам АПВ.
4. АПВ однократного действия.
5. Выбор уставок АПВ однократного действия.
6. В чем заключается ускорение действия защиты при АПВ?

7. Разновидности АПВ на линиях с двухсторонним питанием.
8. АПВ шин.
9. Основные требования к устройствам АВР, их назначение.
10. Принцип действия и пусковые органы АВР.
11. АВР на подстанциях.
12. Сетевые АВР.
13. Микропроцессорные устройства АВР.
14. Расчет уставок АВР.
15. Основные требования к устройствам АЧР, их назначение.
16. АПВ после АЧР.
17. Принцип построения схемы АЧР и ЧАПВ.
18. Аппаратура АЧР.
19. Поясните принцип регулирования напряжения и реактивной мощности в системах электроснабжения устройствами автоматического регулирования возбуждения

## ЛИТЕРАТУРА

1. Правила устройства электроустановок. – 6-е изд. – М. : Энергоатомиздат, 1999. – 648 с.
2. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей. – М. : Энергия, 1977.
3. Евминов, Л. И. Электромагнитные переходные процессы : учеб. пособие / Л. И. Евминов, Г. И. Селиверстов. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2008. – 418 с.
4. Силюк, С. М. Электромагнитные переходные процессы : учеб. пособие для вузов / С. М. Силюк, Л. М. Свита. – Минск : Технопринт, 2000. – 262 с.
5. Евминов, Л. И. Электромагнитные переходные процессы в системах электроснабжения : учеб. пособие для вузов / Л. И. Евминов. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2003. – 300 с.
6. Евминов, Л. И. Короткие и простые замыкания в распределительных сетях : учеб. пособие для вузов / Л. И. Евминов. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2003. – 104 с.
7. Евминов, Л. И. Релейная защита : учеб. пособие для вузов / Л. И. Евминов, В. В. Курганов. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2011. – 534 с.
8. Справочник по электрическим сетям 0,4–35 кВ и 110–1150 кВ / под общ. ред. В. В. Дрозда. – М. : Альвис, 2010. – Т. 9, кн. 2. – 640 с.
9. Басс, Э. И. Релейная защита электроэнергетических систем : учеб. пособие / Э. И. Басс, В. Г. Дорогунцев. – М. : МЭИ, 2006.
10. Шабад, М. А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей / М. А. Шабад. – Л. : Энергоатомиздат, 1985. – 296 с.
11. Шмурьев, В. Я. Цифровые реле / В. Я. Шмурьев. – СПб. : ПЭИпк, 2002.
12. СТП 09110.20.187–09. Методические указания по заземлению нейтрали сетей 6–35 кВ Белорусской энергосистемы через резистор. – Минск : ГПО «Белэнерго», 2009. – 71 с.

# ПРИЛОЖЕНИЯ

## Приложение 1

### Трансформаторы

Таблица П.1.1

#### Параметры трансформаторов

Трансформаторы с высшим напряжением 6,0 кВ								
Тип и мощность, кВА	$U_{кз}$ , %	$P_{кз}$ , Вт	$R_{Т1}$ , мОм	$X_{Т1}$ , мОм	$Z_{Т1}$ , мОм	$R_{Т0}$ , мОм	$X_{Т0}$ , мОм	$Z_{Т0}$ , мОм
ТМ-5 Y/Y <sub>H</sub> -0	4,5	103,6	663	1278	1439,7	8875	13200	15600
ТМ-5 Y/Y <sub>H</sub> -0	5,5	185	663	1630	1759,7	9216	13707	16200
ТМ-10 Y/Y <sub>H</sub> -0	4,5	335	536	480,73	720	4387,5	6600	7800
ТМ-25 Y/Y <sub>H</sub> -0	4,5	600	153,6	243,6	288	1755	2640	3120
ТМ-25 Δ/Y <sub>H</sub> -11	4,7	690	176,64	243,47	300,8	176,64	243,47	300,8
ТМ-40 Y/Y <sub>H</sub> -0	4,5	880	88	157	180	1133	1740	1890
ТМ-40 Δ/Y <sub>H</sub> -11	4,7	1000	100	159,2	188	100	159,2	188
ТМ-63 Y/Y <sub>H</sub> -0	4,5	1280	51,6	101,97	114,3	696,4	1047	1238
ТМ-63 Δ/Y <sub>H</sub> -11	4,7	1470	59,58	104,43	120,23	59,58	104,43	120,23
ТС-63 Y/Y <sub>H</sub> -0	4,5	1280	51,6	101,97	114,3	696	1046	1233
ТМ-100 Y/Y <sub>H</sub> -0	4,5	1970	31,5	64,7	72	253,9	581,8	780
ТМ-100 Δ/Y <sub>H</sub> -11	4,7	2270	36,3	65,85	75,2	36,3	65,85	75,2
ТД-100 Y/Y <sub>H</sub> -0	5,5	2400	38,4	79,18	88	253,9	581,8	780
ТС100 Y/Y <sub>H</sub> -0	4,0	1800	28,8	57,15	64	253	581,0	779
ТМ-160 Y/Y <sub>H</sub> -0	4,5	2650	16,56	41,84	45	150,8	367	486
ТМ-160 Δ/Y <sub>H</sub> -11	4,7	3100	19,38	42,82	47	19,38	42,82	47
ТС-160 Y/Y <sub>H</sub> -0	4,0	2550	15,94	36,69	40	150	367	480
ТМ-250 Y/Y <sub>H</sub> -0	4,5	3700	9,47	27,2	28,80	101,6	232,7	312
ТМ-250 Δ/Y <sub>H</sub> -11	4,7	4200	10,75	28,09	30,08	10,75	28,09	30,08
ТС-250 Y/Y <sub>H</sub> -0	4,7	3000	7,68	29,08	30,08	101,6	232,7	312
ТМ-400 Y/Y <sub>H</sub> -0	4,5	5400	5,40	17,17	18	63,5	145,4	195
ТМ-400 Δ/Y <sub>H</sub> -11	4,5	5600	5,6	17,11	18	5,6	17,11	18
ТС-400 Y/Y <sub>H</sub> -0	5,5	3900	3,9	21,65	22	63,5	145,4	195
ТМ-630 Y/Y <sub>H</sub> -0	5,5	7600	3,06	13,63	13,97	40,3	92,3	123,8
ТМ-630 Δ/Y <sub>H</sub> -11	5,5	7600	3,06	13,63	13,97	3,06	13,63	13,97
ТС-630 Y/Y <sub>H</sub> -0	5,5	5730	2,31	13,78	13,97	40,3	92,3	123,8
ТМ-1000 Y/Y <sub>H</sub> -0	5,5	10800	1,73	8,63	8,8	25,4	76,9	81
ТМ-1000 Δ/Y <sub>H</sub> -11	5,5	10800	1,73	8,63	8,8	1,73	8,63	8,8
ТС-1000 Y/Y <sub>H</sub> -0	6,0	8400	1,34	9,5	9,59	25,4	76,9	81
ТС-1000 Y/Y <sub>H</sub> -0	8,0	8400	1,344	12,73	12,8	25,4	76,9	81
ТМ-1250 Y/Y <sub>H</sub> -0	6,0	12400	1,27	7,57	7,68	20,3	61,5	64,8
ТМ-1250 Δ/Y <sub>H</sub> -11	6,0	12400	1,27	7,57	7,68	1,27	7,57	7,68
ТС-1250 Y/Y <sub>H</sub> -0	6,0	10600	1,08	7,6	7,68	20,3	61,5	64,8
ТС-1250 Y/Y <sub>H</sub> -0	8,0	10600	1,08	10,18	10,24	20,3	61,5	64,8
ТС-1600 Y/Y <sub>H</sub> -0	6,0	11300	0,71	5,96	6,0	15,8	48	50,6
ТС-1600 Y/Y <sub>H</sub> -0	8,0	12800	0,8	7,96	8	15,8	48	50,6

Трансформаторы с высшим напряжением 6,0 кВ								
Тип и мощность, кВА	$U_{кз}$ , %	$P_{кз}$ , Вт	$R_{Г1}$ , МОм	$X_{Г1}$ , МОм	$Z_{Г1}$ , МОм	$R_{Г0}$ , МОм	$X_{Г0}$ , МОм	$Z_{Г0}$ , МОм
ТС-2500 Y/Y <sub>H</sub> -0	6,0	16400	0,42	3,88	3,9	10,1	30,7	32,4
ТС-2500 Y/Y <sub>H</sub> -0	8,0	16400	0,42	5,1	5,12	10,1	30,7	32,4

Таблица П.1.2

## Токи КЗ при КЗ на стороне 0,4 кВ

Трансформаторы с высшим напряжением 6,0 кВ								
Тип и мощность, кВА	$U_{кз}$ , %	Ток КЗ $I^{(3)}$ на стороне 0,4 кВ, А	Ток КЗ $I^{(3)}$ на 0,4 кВ, приведенный к $U = 6$ кВ, А	Ток КЗ $I^{(3)}$ на стороне 0,4 кВ, А	Ток КЗ $I^{(3)}$ на 0,4 кВ, приведенный к $U = 6$ кВ, А	Ток КЗ $I^{(1)}$ на 0,4 кВ, А	Ток при КЗ $I^{(1)}$ на 0,4 кВ, приведенный к $U = 6$ кВ, А, фаза А	Ток при КЗ $I^{(1)}$ на 0,4 кВ, приведенный к $U = 6$ кВ, А, фазы В и С
		$X_c = 0, R_{пер} = 0$		$X_c = 0,1$ $X_{Гпер} = 15$ МОм		$X_c = 0, R_{пер} = 0$		
ТМ-5 Y/Y <sub>H</sub> -0	4,5	160,41	10,18	146,6	9,31	44,23	1,872	0,936
ТМ-5 Y/Y <sub>H</sub> -0	5,5	131,24	8,33	119,72	7,60	42,59	1,803	0,901
ТМ-10 Y/Y <sub>H</sub> -0	4,5	320,76	20,36	295,91	18,79	88,46	3,744	1,872
ТМ-25 Y/Y <sub>H</sub> -0	4,5	801,95	50,92	720,91	45,77	221,15	9,36	4,68
ТМ-25 Δ/Y <sub>H</sub> -11	4,7	767,78	48,75	691,46	43,90	767,78	28,27	28,27
ТМ-40 Y/Y <sub>H</sub> -0	4,5	1283,2	81,47	1137,33	72,21	365,08	15,45	7,73
ТМ-40 Δ/Y <sub>H</sub> -11	4,7	1220,8	128,31	1089,8	69,19	1220,8	44,96	44,96
ТМ-63 Y/Y <sub>H</sub> -0	4,5	1920,9	121,96	1756,12	111,5	557,35	23,59	11,8
ТС-63 Y/Y <sub>H</sub> -0	4,5	2020,8	128,31	1756,12	111,5	559,6	23,69	11,84
ТМ-100 Y/Y <sub>H</sub> -0	4,5	3209,3	203,77	2697,25	171,25	884,62	37,44	18,72
ТМ-100 Δ/Y <sub>H</sub> -11	4,7	3071,4	195,01	2579,69	163,79	3071,4	113,1	113,1
ТД-100 Y/Y <sub>H</sub> -0	5,5	2624,4	166,63	2244	142,48	884,62	37,44	18,72
ТС100 Y/Y <sub>H</sub> -0	4,0	3608,7	229,13	2992,25	189,98	885,75	37,49	18,75
ТМ-160 Y/Y <sub>H</sub> -0	4,5	5132,4	325,87	4119,19	261,54	1420	60,1	30,05
ТМ-160 Δ/Y <sub>H</sub> -11	4,7	4913,6	311,98	3937,53	250	4913,6	180,94	180,94
ТС-160 Y/Y <sub>H</sub> -0	4,0	5773,2	366,56	4515,97	286,86	1438	60,85	30,42
ТМ-250 Y/Y <sub>H</sub> -0	4,5	8018,6	509,12	5955,89	378,15	2212	93,64	46,8
ТМ-250 Δ/Y <sub>H</sub> -11	4,7	7678,6	487,53	5720,07	363,18	7678,6	282,76	282,76
ТС-250 Y/Y <sub>H</sub> -0	4,7	7678,5	487,52	5877,44	373,17	2212	93,64	46,8
ТМ-400 Y/Y <sub>H</sub> -0	4,5	12831	814,67	8290,42	526,38	3538	149,78	74,89
ТМ-400 Δ/Y <sub>H</sub> -11	4,5	12828	814,49	8258,86	524,37	12828	472,4	472,4
ТС-400 Y/Y <sub>H</sub> -0	5,5	10498	666,56	7589,28	481,86	3538	149,78	74,89
ТМ-630 Y/Y <sub>H</sub> -0	5,5	16532	1069,48	9830	624,13	5574	235,92	117,96
ТМ-630 Δ/Y <sub>H</sub> -11	5,5	16532	1069,48	9830	624,13	16532	620,3	620,3
ТС-630 Y/Y <sub>H</sub> -0	5,5	16530	1049,46	10031,8	636,94	5574	235,92	117,96
ТМ-1000 Y/Y <sub>H</sub> -0	5,5	26239	1665,96	12000,9	761,96	8519	360,57	180,39
ТМ-1000 Δ/Y <sub>H</sub> -11	5,5	26239	1665,96	12000,9	761,96	26239	966,26	966,26
ТС-1000 Y/Y <sub>H</sub> -0	6,0	24072	1528,38	11903,9	755,81	8519	360,57	180,39
ТС-1000 Y/Y <sub>H</sub> -0	8,0	18042	1145,50	10728,3	681,16	8519	360,57	180,39
ТМ-1250 Y/Y <sub>H</sub> -0	6,0	30088	1910,33	12632,5	802,07	10650	450,72	225,36
ТМ-1250 Δ/Y <sub>H</sub> -11	6,0	30088	1910,33	12632,5	802,07	30088	1108	1108
ТС-1250 Y/Y <sub>H</sub> -0	6,0	30085	1910,19	12740,6	808,93	10650	450,72	225,36

Трансформаторы с высшим напряжением 6,0 кВ								
Тип и мощность, кВА	$U_{кз}$ %	Ток КЗ $I^{(3)}$ на стороне 0,4 кВ, А	Ток КЗ $I^{(3)}$ на 0,4 кВ, приведенный к $U = 6$ кВ, А	Ток КЗ $I^{(3)}$ на стороне 0,4 кВ, А	Ток КЗ $I^{(3)}$ на 0,4 кВ, приведенный к $U = 6$ кВ, А	Ток КЗ $I^{(1)}$ на 0,4 кВ, А	Ток при КЗ $I^{(1)}$ на 0,4 кВ, приведенный к $U = 6$ кВ, А, фаза А	Ток при КЗ $I^{(1)}$ на 0,4 кВ, приведенный к $U = 6$ кВ, А, фазы В и С
		$X_c = 0, R_{пер} = 0$		$X_c = 0,1$ $X_{Tпер} = 15$ мОм		$X_c = 0, R_{пер} = 0$		
ТС-1250 Y/Y <sub>H</sub> -0	8,0	22560	1432,36	11784,1	748,2	10650	450,72	225,36
ТС-1600 Y/Y <sub>H</sub> -0	6,0	38477	2443,01	13565,4	861,3	13640	577,2	288,6
ТС-1600 Y/Y <sub>H</sub> -0	8,0	28468	1832,89	12783	811,65	13640	577,2	288,6
ТС-2500 Y/Y <sub>H</sub> -0	6,0	59177	3757,25	14433,9	916,44	21300	901,43	450,72
ТС-2500 Y/Y <sub>H</sub> -0	8,0	45131	2865,46	14974,1	893,59	21300	901,43	450,72

Таблица П.1.3

## Параметры трансформаторов

Трансформаторы с высшим напряжением 10 кВ								
Тип и мощность, кВА	$U_{кз}$ %	$P_{кз}$ , Вт	$R_{T1}$ , мОм	$X_{T1}$ , мОм	$Z_{T1}$ , мОм	$R_{T0}$ , мОм	$X_{T0}$ , мОм	$Z_{T0}$ , мОм
ТМ-5 Y/Y <sub>H</sub>	4,5	103,6	663	1278	1440	8875	13200	15600
ТМ-5 Y/Y <sub>H</sub>	5,5	185	1184	1302	1760	9216	13707	16200
ТМ-10 Y/Y <sub>H</sub>	5,5	335	536	698,93	880,0	4387,5	6600	7800
ТМГ16 Y/Y <sub>H</sub>	4,5	440	275	356,2	450,0	2742,2	4125	4875
ТМГ16 Y/Z <sub>H</sub>	5,0	500	312,5	390,31	500,0	937,5	1170,9	1500
ТМ-25 Y/Y <sub>H</sub>	4,5	600	153,6	243,62	288,0	1755	2640	3120
ТМГ25 Y/Z <sub>H</sub>	4,7	690	176,64	243,47	300,8	600	674	902,4
ТС3-25 Δ/Y <sub>H</sub>	4,5	700	179,2	225,46	288	179,2	225,46	288
ТМГ-40 Y/Y <sub>H</sub>	4,5	880	88	157,2	180,0	1097	1650	1949
ТМГ40 Y/Z <sub>H</sub>	4,7	1000	100	159,2	188	300	477,6	564
ТС3-40 Δ/Y <sub>H</sub>	4,5	880	88	157,2	180,0	88	157,2	180
ТМГ-63 Y/Y <sub>H</sub>	4,5	1280	51,6	101,97	114,29	696,5	1047,6	1237
ТМГ-63 Y/Z <sub>H</sub>	4,7	1470	59,26	103,62	119,36	177,78	310,86	358,1
ТС3-63 Δ/Y <sub>H</sub>	4,5	1280	51,6	101,97	114,29	51,6	101,97	114,29
ТМ-100 Y/Y <sub>H</sub>	4,5	1970	31,52	64,73	72,0	438,2	660	780
ТМ-100 Δ/Y <sub>H</sub>	5,5	1970	31,52	82,16	88,0	31,52	82,161	88,0
ТМГ-100 Y/Z <sub>H</sub>	4,7	2270	36,32	65,85	75,2	108,96	197,55	225,6
ТС3100 Y/Y <sub>H</sub>	4,5	1720	27,52	66,53	72,0	438,2	660	779
ТМ-160 Y/Y <sub>H</sub>	4,5	2600	16,25	41,96	45,0	273,9	412,5	487,5
ТМГ-160 Y/Z <sub>H</sub>	4,7	2900	18,12	43,36	47	54,38	130,08	141
ТС3-160 Y/Y <sub>H</sub>	5,5	2700	16,88	52,35	55	273,9	412,5	487,5
ТМГ-250Y/Y <sub>H</sub>	4,5	3700	9,47	27,2	28,8	175,3	264	312
ТМ-250 Δ/Y <sub>H</sub>	4,7	4200	10,75	28,09	30,08	10,75	28,09	30,08
ТС3-250 Δ/Y <sub>H</sub>	4,5	3750	9,6	27,15	28,8	9,6	27,15	28,8
ТМГ-400Y/Y <sub>H</sub>	4,5	5400	5,4	17,17	18	109,6	165	195
ТМГ-400Δ/Y <sub>H</sub>	4,5	5600	5,6	17,11	18	5,6	17,11	18
ТС3-400 Δ/Y <sub>0</sub>	4,5	5400	5,4	17,17	18	5,4	17,17	18
ТМГ-630Y/Y <sub>H</sub>	5,5	7600	3,06	13,63	13,97	69,6	104,8	123,8

Трансформаторы с высшим напряжением 10 кВ								
Тип и мощность, кВА	$U_{кз}$ , %	$P_{кз}$ , Вт	$R_{Т1}$ , мОм	$X_{Т1}$ , мОм	$Z_{Т1}$ , мОм	$R_{Т0}$ , мОм	$X_{Т0}$ , мОм	$Z_{Т0}$ , мОм
ТМ-630 $\Delta/Y_H$	5,5	8500	3,43	13,54	14	3,43	13,54	14
ТМ1000 $Y/Y_H$	5,5	10800	1,73	8,63	8,8	43,8	68,1	81
ТМ-1000 $\Delta/Y_H$	5,5	10800	1,73	8,63	8,8	1,73	8,63	8,8
ТС1000 $Y/Y_H$	6,0	8400	1,34	9,5	9,6	43,8	68,1	81
ТС-1000 $Y/Y_H$	8,0	8400	1,34	12,73	12,8	43,8	68,1	81
ТМ-1250 $Y/Y_H$	6,0	12400	1,27	7,57	7,68	35	54,5	64,8
ТМ-1250 $\Delta/Y_H$	6,0	12400	1,27	7,57	7,68	1,27	7,57	7,68
ТС-1250 $Y/Y_H$	6,0	10600	1,085	7,6	7,68	35	54,5	64,8
ТС-1250 $Y/Y_H$	8,0	10600	1,085	10,18	10,24	35	54,5	64,8
ТМ-1600 $\Delta/Y_H$	5,5	18000	1,125	5,38	5,5	1,125	5,38	5,5
ТМ-1600 $Y/Y_H$	5,5	18000	1,125	5,384	5,5	27,34	46,6	54
ТС-1600 $Y/Y_H$	6,0	11300	0,706	5,96	6,0	27,34	46,6	54
ТС-1600 $Y/Y_H$	8,0	12800	0,8	7,96	8,0	27,34	46,6	54
ТМ-2500 $\Delta/Y_H$	5,5	25000	0,64	3,461	3,52	0,64	3,461	3,52
ТМ-2500 $Y/Y_H$	5,5	25000	0,64	3,461	3,52	17,5	29,8	34,6
ТС-2500 $Y/Y_H$	6,0	16400	0,42	3,817	3,84	17,5	29,8	34,6
ТС-2500 $Y/Y_H$	8,0	16400	0,42	5,1	5,12	17,5	29,8	34,6

Таблица П.1.4

## Токи КЗ при КЗ на стороне 0,4 кВ

Трансформаторы с высшим напряжением 10 кВ								
Тип и мощность, кВА	$U_{кз}$ , %	Ток КЗ $I^{(3)}$ на стороне 0,4 кВ, А	Ток КЗ $I^{(3)}$ на 0,4 кВ, приведенный к $U = 6$ кВ, А	Ток КЗ $I^{(3)}$ на стороне 0,4 кВ, А	Ток КЗ $I^{(3)}$ на 0,4 кВ, приведенный к $U = 6$ кВ, А	Ток КЗ $I^{(1)}$ на 0,4 кВ, А	Ток при КЗ $I^{(1)}$ на 0,4 кВ, приведенный к $U = 6$ кВ, А, фаза А	Ток при КЗ $I^{(1)}$ на 0,4 кВ, приведенный к $U = 6$ кВ, А, фазы В и С
		$X_c = 0, R_{пер} = 0$		$X_c = 0,1$ $X_{Тпер} = 15$ мОм		$X_c = 0, R_{пер} = 0$		
ТМ-5 $Y/Y_H$	5,5	131,22	5,0	121,35	4,62	42,77	1,086	0,543
ТМ-10 $Y/Y_H$	5,5	262,44	10,0	240,4	9,16	88,82	2,26	1,13
ТМГ16 $Y/Z_H$	5,0	461,89	17,6	420,86	16,03	461,89	10,2	10,2
ТМ-25 $Y/Y_H$	4,5	801,88	30,55	720,87	27,46	222,06	9,4	4,7
ТМГ-25 $Y/Z_H$	4,7	767,78	29,25	691,46	26,34	767,78	16,96	16,96
ТС3-25 $\Delta/Y_H$	4,5	801,88	30,55	721,84	27,5	801,88	17,72	17,72
ТМГ-40 $Y/Y_H$	4,5	1283	48,88	1136,36	43,29	355,48	9,03	4,51
ТМГ-40 $Y/Z_H$	4,7	1228,4	46,8	1089,8	41,52	1228,4	27,14	27,14
ТС3-40 $\Delta/Y_H$	4,5	1283	48,88	1136,36	43,29	1283	28,35	28,35
ТМГ-63 $Y/Y_H$	4,5	2020,7	76,98	1756,12	66,9	560,08	14,22	7,11
ТМГ-63 $Y/Z_H$	4,7	1934,9	73,71	1681,33	64,05	1934,9	42,75	42,75
ТС3-63 $\Delta/Y_H$	4,5	2020,7	76,98	1756,12	66,9	2020,7	44,65	44,65
ТМ-100 $Y/Y_H$	4,5	3207,6	122,19	2696,01	102,71	888,23	22,56	11,28
ТМ-100 $\Delta/Y_H$	5,5	2624,4	99,98	2260,49	86,11	2624,4	58,0	58,0
ТМГ-100 $Y/Z_H$	4,7	3071,1	117	2579,34	98,26	3071,1	67,86	67,86
ТС3100 $Y/Y_H$	4,5	3207,6	122,19	2713,44	103,37	889,37	22,59	11,29
ТМ-160 $Y/Y_H$	4,5	5132,2	195,51	412465	157,13	1421	36,09	18,04

Трансформаторы с высшим напряжением 10 кВ								
Тип и мощность, кВА	$U_{кз}$ , %	Ток КЗ $I^{(3)}$ на стороне 0,4 кВ, А	Ток КЗ $I^{(3)}$ на 0,4 кВ, приведенный к $U = 6$ кВ, А	Ток КЗ $I^{(3)}$ на стороне 0,4 кВ, А	Ток КЗ $I^{(3)}$ на 0,4 кВ, приведенный к $U = 6$ кВ, А	Ток КЗ $I^{(1)}$ на 0,4 кВ, А	Ток при КЗ $I^{(1)}$ на 0,4 кВ, приведенный к $U = 6$ кВ, А, фаза А	Ток при КЗ $I^{(1)}$ на 0,4 кВ, приведенный к $U = 6$ кВ, А, фазы В и С
		$X_c = 0, R_{пер} = 0$		$X_c = 0,1$ $X_{Tпер} = 15$ мОм		$X_c = 0, R_{пер} = 0$		
ТМГ-160Y/Z <sub>H</sub>	4,7	4913,8	187,19	3956,62	150,73	4914	108,58	108,58
ТСЗ-160Y/Y <sub>H</sub>	5,5	4199	159,96	3496,4	133,2	1421	36,09	18,05
ТМГ-250Y/Y <sub>H</sub>	4,5	8019	305,48	5955,91	226,89	2221	56,4	28,2
ТМ-250 Δ/Y <sub>H</sub>	4,7	7677,8	292,49	5720,03	217,91	7677,8	196,64	196,64
ТСЗ-250Δ/Y <sub>H</sub>	4,5	8019	305,49	5949,23	226,54	8019	177,18	177,18
ТМГ-400Y/Y <sub>H</sub>	4,5	12830	488,78	8290,4	315,82	3553	90,23	45,18
ТМГ-400Δ/Y <sub>H</sub>	4,5	12830	488,78	8258,92	314,63	12830	283,49	283,49
ТМГ-630Y/Y <sub>H</sub>	5,5	16532	629,78	9830,	374,48	5596	142,13	71,06
ТМ-630 Δ/Y <sub>H</sub>	5,5	16496	628,43	9734,39	370,83	16496	364,49	364,49
ТМ-1000 Y/Y <sub>H</sub>	5,5	26244	999,77	12001	457,18	8553	217,23	108,61
ТМ-1000 Δ/Y <sub>H</sub>	5,5	26244	999,77	12001	457,18	26244	579,87	579,87
ТС-1000 Y/Y <sub>H</sub>	6,0	24057	916,46	11903,7	453,48	8553	217,23	108,61
ТС-1000Y/Y <sub>H</sub>	8,0	18043	687,34	10729,8	408,75	8553	217,23	108,61
ТМ-1250Y/Y <sub>H</sub>	6,0	30071	1145,57	12632,4	481,23	10690	271,54	135,77
ТМ-1250Δ/Y <sub>H</sub>	6,0	30071	1145,57	12632,4	481,23	30071	664,43	664,43
ТС-1250Y/Y <sub>H</sub>	8,0	22553	859,18	11781,5	448,82	10690	271,54	135,77
ТМ-1600Δ/Y <sub>H</sub>	5,5	41990	1599,63	13442,1	512,08	41990	927,78	927,78
ТМ-1600Y/Y <sub>H</sub>	5,5	41990	1599,63	13441,1	512,04	12830	325,84	162,92
ТС-1600Y/Y <sub>H</sub>	6,0	38491	1466,33	13568,4	516,89	12830	325,84	162,92
ТС-1600Y/Y <sub>H</sub>	8,0	28868	1099,75	12783,6	487,0	12830	325,84	162,92
ТМ-2500Δ/Y <sub>H</sub>	5,5	65610	2499,42	14346,2	546,52	65610	2499,42	1449,66
ТМ-2500Y/Y <sub>H</sub>	5,5	65610	2499,42	14346,2	546,52	20020	50854	254,27
ТС-2500 Δ/Y <sub>H</sub>	8,0	45107	1618,36	14074	536,15	45107	1618,36	936,65

Таблица П.1.5

### Параметры трансформаторов

Трансформаторы с высшим напряжением 35 кВ					
Тип и мощность, кВА	$U_{кз}$ , %	$P_{кз}$ , Вт	$R_{ТЛ}$ , мОм	$X_{ТЛ}$ , мОм	$Z_{ТЛ}$ , мОм
ТМ-63 Y/Y <sub>H</sub>	5,0	1280	51,6	116,28	127,2
ТМГ-100Y/Y <sub>H</sub>	6,5	1970	31,52	99,11	104
ТМГ-100 Y/Z <sub>H</sub>	6,8	2270	36,32	102,56	108,8
ТМГ-160Y/Y <sub>H</sub>	6,5	2650	16,56	62,85	65
ТМГ-160 Y/Z <sub>H</sub>	6,8	3100	19,38	65,18	68
ТМГ-250Y/Y <sub>H</sub>	6,5	3700	9,47	40,51	41,6
ТМГ-250 Y/Z <sub>H</sub>	6,8	4200	10,75	42,17	43,52
ТМГ-400Y/Y <sub>H</sub>	6,5	5500	5,5	25,41	26
ТМ-630 Y/Y <sub>H</sub>	6,5	7600	3,06	16,22	16,51
ТМ-1000 Y/Y <sub>H</sub>	6,5	12200	1,75	10,21	10,36
ТМ-1600 Y/Y <sub>H</sub>	6,5	18000	0,7	8	8,03

Таблица П.1.6

## Токи КЗ при КЗ на стороне 0,4 кВ

Тип и мощность, кВА	$U_{кз}$ , %	Ток КЗ $I^{(3)}$ на стороне 0,4 кВ, А	Ток КЗ $I^{(3)}$ на 0,4 кВ, приведенный к $U = 37$ кВ, А	Ток КЗ $I^{(3)}$ на стороне 0,4 кВ, А $X_c = 0,1X_T$ $R_{пер} = 15$ мОм	Ток КЗ $I^{(3)}$ на 0,4 кВ, приведенный к $U = 37$ кВ, А
ТМ-63 Y/Y <sub>H</sub>	5,0	1815,4	19,63	1590,77	17,20
ТМГ-100Y/Y <sub>H</sub>	6,5	2220,6	24,0	1941,03	20,98
ТМГ-100 Y/Z <sub>H</sub>	6,8	2122,7	22,94	1854,87	10,05
ТМГ-160Y/Y <sub>H</sub>	6,5	3553,3	38,41	3031,07	32,77
ТМГ-160 Y/Z <sub>H</sub>	6,8	3396,3	36,72	2895,19	31,3
ТМГ-250Y/Y <sub>H</sub>	6,5	5551,3	60,01	4534,3	49,02
ТМГ-250 Y/Z <sub>H</sub>	6,8	5306,9	57,37	4343,3	46,96
ТМГ-400Y/Y <sub>H</sub>	6,5	8883,1	96,03	6653,56	71,93
ТМ-630 Y/Y <sub>H</sub>	6,5	13992	151,26	9089,84	98,27
ТМ-1000 Y/Y <sub>H</sub>	6,5	22295	241,02	11447,2	123,75
ТМ-1600 Y/Y <sub>H</sub>	6,5	28758	310,9	12830,7	138,71

Таблица П.1.7

**Значения напряжения короткого замыкания ( $U_{кз}$ , %) на крайних ответвлениях регулируемой обмотки 110 кВ, отнесенные к номинальной мощности трансформатора и напряжениям соответствующих крайних ответвлений, при  $\Delta U_{РПН} = \pm 16$  %**

Тип трансформатора	Значение $u_{кз}$ , %, между обмотками						
	ВН-НН			СН-НН	ВН-СН		
	минимальное	среднее	максимальное	среднее	минимальное	среднее	максимальное
<i>Двухобмоточные трансформаторы, в том числе с расщепленными обмотками</i>							
ТДН-10000/115/6,6	8,70	10,5	12,36	—	—	—	—
ТДН-16000/115/6,6	9,80	10,5	11,71	—	—	—	—
ТРДН-25000/115/6,3-6,3	9,84	10,5	11,72	—	—	—	—
ТРДН-32000/115/6,3-6,3	9,77	10,5	11,58	—	—	—	—
ТРДН-40000/115/6,3-6,3	9,59	10,5	11,46	—	—	—	—
ТРДЦН-63000/115/6,3-10,5	10,84	10,5	11,90	—	—	—	—
<i>Трехобмоточные трансформаторы</i>							
ТДТН-10000/115/38,5/6,6	16,66	17,0	19,50	6,0	9,99	10,5	12,69
ТДТН-16000/115/38,5/6,6	16,40	17,0	18,50	6,0	9,50	10,5	11,69
ТДТН-25000/115/11/6,6	17,47	17,5	19,50	6,5	9,99	10,5	11,86
ТДТН-25000/115/38,5/6,6	17,47	17,5	19,50	6,5	9,99	10,5	11,86
ТДТН-40000/115/38,5/6,6	17,04	17,5	19,29	6,5	9,52	10,5	11,56
ТДТН-63000/115/38,5/6,6	17,14	17,5	19,20	7,0	10,1	10,5	10,90

*Примечания.* Значения  $u_{кз,мин}$  соответствуют положению переключателей  $\Delta U_{РПН} = -16$  %,  $u_{кз,ср} = \Delta U_{РПН,ср}$  и  $u_{кз,макс} = \Delta U_{РПН} = +16$  %. Для всех указанных трансформаторов  $U_{ном,ср} = 115$  кВ;  $U_{ном,мин} = 96,6$  кВ (при  $\Delta U_{РПН} = -16$  %);  $U_{ном,макс} = 133,4$  кВ (при  $\Delta U_{РПН} = +16$  %).

## Приложение 2

### Провода и кабели

Таблица П.2.1

#### Параметры проводов воздушных линий

Марка	$U$ , кВ	$R$ , Ом/км	$X$ , Ом/км	$I_{\text{доп}}$ , А	$I_c$ , А/км
A-35	6,30,10,50	0,850	0,366	175	0,025
A-50	6,30,10,50	0,588	0,355	210	0,025
A-70	6,30,10,50	0,420	0,345	265	0,025
AC-35	6,30,10,50	0,790	0,366	175	0,025
AC-50	6,30,10,50	0,603	0,355	210	0,025
AC-120	6,30,10,50	0,249	0,327	380	0,025
AC-150	6,30,10,50	0,198	0,319	445	0,025
A-25	10,50	1,165	0,377	130	0,025
A-95	10,50	0,315	0,334	330	0,025
A-120	10,50	0,251	0,327	380	0,025
A-150	10,50	0,198	0,319	445	0,025
A-185	10,50	0,161	0,311	510	0,025
AC-70	10,50	0,429	0,345	265	0,025
AC-95	10,50	0,306	0,334	330	0,025
AC-185	10,50	0,157	0,311	510	0,025
AC-240	10,50	0,124	0,369	610	0,025

Таблица П.2.2

#### Параметры трехжильных кабелей с алюминиевыми жилами

Сечение, мм <sup>2</sup>	Активное сопротивление жилы при 20 °С, Ом/км	Активное сопротивление жилы при 80 °С, Ом/км	Удельное индуктивное сопротивление и ток замыкания на землю $I_0$ кабеля напряжением, кВ					
			6		10		35	
			$X_1$ , Ом/км	$I_0$ , А/км	$X_1$ , Ом/км	$I_0$ , А/км	$X_1$ , Ом/км	$I_0$ , А/км
10	3,1	3,68	0,11	0,2	—	—	—	—
16	1,94	2,3	0,102	0,4	0,113	0,55	—	—
25	1,24	1,47	0,091	0,55	0,099	1,90	—	3,30
35	0,89	1,05	0,087	0,60	0,095	2,10	—	3,60
50	0,62	0,74	0,083	0,65	0,09	2,30	—	3,90
70	0,443	0,527	0,08	0,70	0,086	2,60	0,137	4,50
95	0,326	0,388	0,078	0,75	0,083	2,90	0,126	4,80
120	0,258	0,308	0,076	0,85	0,081	3,20	0,120	5,40
150	0,206	0,246	0,074	0,90	0,079	3,40	0,116	5,70
185	0,167	0,20	0,073	1,0	0,077	3,80	0,113	6,30
240	0,123	0,125	0,071	1,00	0,075	4,50	0,108	7,50

Таблица П.2.3

**Параметры трехжильных кабелей с медными жилами**

Сечение, мм <sup>2</sup>	Активное сопротивление жилы при 20 °С, Ом/км	Активное сопротивление жилы при 80 °С, Ом/км	Удельное индуктивное сопротивление и ток замыкания на землю $I_0$ кабеля напряжением, кВ					
			6		10		35	
			$X_1$ , Ом/км	$I_0$ , А/км	$X_1$ , Ом/км	$I_0$ , А/км	$X_1$ , Ом/км	$I_0$ , А/км
10	1,84	2,17	0,11	0,2	—	—	—	—
16	1,15	1,37	0,102	0,4	0,113	0,55	—	—
25	0,74	0,873	0,091	0,55	0,099	1,90	—	3,30
35	0,52	0,625	0,087	0,60	0,095	2,10	—	3,60
50	0,37	0,436	0,083	0,65	0,09	2,30	—	3,90
70	0,26	0,313	0,08	0,70	0,086	2,60	0,137	4,50
95	0,194	0,23	0,078	0,75	0,083	2,90	0,126	4,80
120	0,153	0,181	0,076	0,85	0,081	3,20	0,120	5,40
150	0,122	0,146	0,074	0,90	0,079	3,40	0,116	5,70
185	0,099	0,122	0,073	1,0	0,077	3,80	0,113	6,30
240	0,077	0,09	0,071	1,00	0,075	4,50	0,108	7,50

Таблица П.2.4

**Параметры кабеля с алюминиевыми жилами в алюминиевой оболочке**

Сечение кабеля, мм <sup>2</sup>	Сопротивление трехжильного кабеля, мОм/м			
	$r_1 = r_2$	$x_1 = x_2$	$r_0$	$x_0$
3×10	3,84	0,082	5,04	0,461
3×16	2,40	0,078	3,52	0,406
3×25	1,54	0,062	2,63	0,359
3×35	1,10	0,061	2,07	0,298
3×50	0,769	0,06	1,64	0,257
3×70	0,549	0,059	1,31	0,211
3×95	0,405	0,057	1,06	0,174
3×120	0,32	0,057	0,92	0,157
3×150	0,256	0,056	0,78	0,135
3×185	0,208	0,056	0,66	0,122
3×240	0,16	0,055	0,553	0,107

Таблица П.2.5

**Параметры кабеля с алюминиевыми жилами в непроводящей оболочке**

Сечение кабеля, мм <sup>2</sup>	Сопротивление трехжильного кабеля, мОм/м			
	$r_1 = r_2$	$x_1 = x_2$	$r_0$	$x_0$
3×10	3,84	0,082	5,94	2,24
3×16	2,40	0,078	4,50	2,2
3×25	1,54	0,062	3,64	2,17
3×35	1,10	0,061	3,30	2,14
3×50	0,769	0,06	2,869	2,08

Окончание табл. П.2.5

Сечение кабеля, мм <sup>2</sup>	Сопротивление трехжильного кабеля, мОм/м			
	$r_1 = r_2$	$x_1 = x_2$	$r_0$	$x_0$
3×70	0,549	0,059	2,649	2,07
3×95	0,405	0,057	2,505	2,05
3×120	0,32	0,057	2,42	2,03
3×150	0,256	0,056	2,36	2,0

Таблица П.2.6

**Параметры одножильных кабелей  
с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ)**

Номинальное сечение жилы, мм <sup>2</sup>	Сопротивление жилы постоянному току, Ом/км		Емкостной ток кабеля $I_0$ , А/км			Индуктивное сопротивление жилы, Ом/км	
	Медь	Алюминий	6 кВ	10 кВ	35 кВ	10 кВ	35 кВ
							
50	0,387	0,641	0,43	0,72	2,53	0,184/0,126	0,228/0,152
70	0,268	0,443	0,49	0,82	2,86	0,177/0,119	0,220/0,144
95	0,193	0,320	0,55	0,91	3,19	0,170/0,112	0,211/0,135
120	0,153	0,253	0,58	0,97	3,41	0,166/0,108	0,208/0,132
150	0,124	0,206	0,64	1,07	3,74	0,164/0,106	0,202/0,125
185	0,0991	0,164	0,7	1,16	4,07	0,161/0,103	0,196/0,120
240	0,0754	0,125	0,77	1,29	4,51	0,157/0,099	0,192/0,115
300	0,0601	0,100	0,85	1,41	4,95	0,154/0,096	0,187/0,111
400	0,0470	0,0778	0,94	1,57	5,50	0,151/0,093	0,181/0,105
500	0,0366	0,0605	1,04	1,73	6,05	0,148/0,090	0,176/0,100
630	0,0280	0,0464	1,15	1,92	6,70	0,145/0,087	0,172/0,096
800	0,0221	0,0367	1,28	2,14	7,47	0,142/0,083	0,167/0,091

## Приложение 3

### Сопротивление кабелей напряжением до 1 кВ

Таблица П.3.1

**Активное, индуктивное сопротивление цепи «фаза–нуль»  
четырёхжильных кабелей с алюминиевыми жилами  
в пластмассовой оболочке**

Сечение кабеля, мм <sup>2</sup>	Сопротивление, мОм/м				
	$R_{\text{фазы}}$	$R_{\text{нуля}}$	$X_{\text{фазы}}$	$R_0$	$X_0$
4 × 2,5	14,75	14,75	0,098	147,5	0,39
3 × 4 + 1 × 2,5	9,20	14,75	0,097	92,0	0,388
4 × 4	9,20	9,20	0,096	92,0	0,384
3 × 6 + 1 × 4	6,15	9,20	0,094	61,5	0,376
4 × 6	6,15	6,15	0,093	61,5	0,372
3 × 10 + 1 × 6	3,68	6,15	0,088	36,8	0,352
4 × 10	3,68	3,68	0,087	36,8	0,348
3 × 16 + 1 × 10	2,30	3,68	0,084	23,0	0,336
4 × 16	2,30	2,30	0,083	23,0	0,332
3 × 25 + 1 × 16	1,47	2,30	0,072	14,7	0,288
4 × 25	1,47	1,47	0,071	14,7	0,284
3 × 35 + 1 × 16	1,05	2,30	0,068	10,5	0,272
4 × 35	1,05	1,05	0,067	10,5	0,268
3 × 50 + 1 × 25	0,74	1,47	0,066	7,4	0,264
4 × 50	0,74	0,74	0,066	7,4	0,264
3 × 70 + 1 × 25	0,527	1,47	0,065	5,27	0,26
3 × 70 + 1 × 35	0,527	1,05	0,065	5,27	0,26
4 × 70	0,527	0,527	0,065	5,27	0,26
3 × 95 + 1 × 35	0,388	1,05	0,064	3,88	0,256
4 × 95	0,388	0,388	0,064	3,88	0,256
3 × 120 + 1 × 35	0,308	0,1,05	0,064	3,08	0,256
3 × 120 + 1 × 70	0,308	0,527	0,064	3,08	0,256
4 × 120	0,308	0,308	0,064	3,08	0,256
3 × 150 + 1 × 50	0,246	0,74	0,063	2,46	0,252
4 × 150	0,246	0,246	0,063	2,46	0,252
3 × 185 + 1 × 50	0,2	0,74	0,063	2,0	0,252
4 × 185	0,2	0,2	0,063	2,0	0,252
4 × 240	0,09	0,09	0,062	0,9	0,248

Таблица П.3.2

**Активное, индуктивное сопротивление цепи «фаза–нуль»  
четырехжильных кабелей с медными жилами  
в пластмассовой оболочке**

Сечение кабеля, мм <sup>2</sup>	Сопротивление, мОм/м				
	$R_{\text{фазы}}$	$R_{\text{нуля}}$	$X_{\text{фазы}}$	$R_0$	$X_0$
4 × 2,5	8,73	8,73	0,098	87,3	0,39
3 × 4 + 1 × 2,5	5,47	8,73	0,097	54,7	0,388
4 × 4	5,47	5,47	0,096	54,7	0,384
3 × 6 + 1 × 4	3,64	5,47	0,094	36,4	0,376
4 × 6	3,64	3,64	0,093	36,4	0,372
3 × 10 + 1 × 6	2,17	3,64	0,088	21,7	0,352
4 × 10	2,17	2,17	0,087	21,7	0,348
3 × 16 + 1 × 10	1,37	2,17	0,084	13,7	0,336
4 × 16	1,37	1,37	0,083	13,7	0,332
3 × 25 + 1 × 16	0,873	1,37	0,072	8,73	0,288
4 × 25	0,873	0,873	0,071	8,73	0,284
3 × 35 + 1 × 16	0,625	1,37	0,068	6,25	0,272
4 × 35	0,625	0,625	0,067	6,25	0,268
3 × 50 + 1 × 25	0,436	0,873	0,066	4,36	0,264
4 × 50	0,436	0,436	0,066	4,36	0,264
3 × 70 + 1 × 25	0,313	0,873	0,065	3,13	0,26
3 × 70 + 1 × 35	0,313	0,625	0,065	3,13	0,26
4 × 70	0,313	0,313	0,065	3,13	0,26
3 × 95 + 1 × 35	0,23	0,625	0,064	2,3	0,256
4 × 95	0,23	0,23	0,064	2,3	0,256
3 × 120 + 1 × 35	0,181	0,625	0,064	1,81	0,256
3 × 120 + 1 × 70	0,181	0,313	0,064	1,81	0,256
4 × 120	0,181	0,181	0,064	1,81	0,256
3 × 150 + 1 × 50	0,146	0,436	0,063	1,46	0,252
4 × 150	0,146	0,146	0,063	1,46	0,252
3 × 185 + 1 × 50	0,122	0,436	0,063	1,22	0,252
4 × 185	0,122	0,122	0,063	1,22	0,252
4 × 240	0,09	0,09	0,062	0,9	0,248

Таблица П.3.3

**Сопротивление трехжильного кабеля с алюминиевыми жилами  
в алюминиевой оболочке, Ом/км**

Сечение кабеля, мм <sup>2</sup>	$Z$	$R_{\text{фазы}}$	$R_{\text{нуля}}$	$X_{\text{фазы}}$	$R_0$	$X_0$
3 × 4	–	9,61	–	0,092	10,95	0,579
3 × 6	7,71/7,67	6,41	1,045	0,087	7,69	0,523
3 × 10	4,95/4,92	3,84	1,038	0,082	5,04	0,461
3 × 16	3,36/3,33	2,40	0,775	0,078	3,52	0,406

Окончание табл. П.3.3

Сечение кабеля, мм <sup>2</sup>	Z	R <sub>фазы</sub>	R <sub>нуля</sub>	X <sub>фазы</sub>	R <sub>0</sub>	X <sub>0</sub>
3 × 25	2,46/2,44	1,54	0,691	0,062	2,63	0,359
3 × 35	1,85/1,83	1,10	0,616	0,061	2,07	0,298
3 × 50	1,42/1,40	0,769	0,498	0,06	1,64	0,257
3 × 70	1,07/1,06	0,549	0,410	0,059	1,31	0,211
3 × 95	0,84/0,83	0,405	0,321	0,057	1,06	0,174
3 × 120	0,71/0,70	0,320	0,328	0,057	0,92	0,157
3 × 150	0,54/0,53	0,256	0,268	0,056	0,78	0,135
3 × 185	0,45/0,45	0,208	0,241	0,056	0,66	0,122
3 × 240	0,37/0,36	0,160	0,215	0,055	0,553	0,107

Таблица П.3.4

**Сопротивление трехжильного кабеля с медными жилами в алюминиевой оболочке, Ом/км**

Сечение кабеля, мм <sup>2</sup>	Z	R <sub>фазы</sub>	R <sub>нуля</sub>	X <sub>фазы</sub>	R <sub>0</sub>	X <sub>0</sub>
3 × 4	–	9,61	–	0,092	10,95	0,579
3 × 6	5,02/4,98	3,83	0,985	0,087	7,69	0,523
3 × 10	3,33/3,31	2,28	0,876	0,082	5,04	0,461
3 × 16	2,35/2,31	1,44	0,748	0,078	3,52	0,406
3 × 25	1,81/1,79	0,92	0,679	0,062	2,63	0,359
3 × 35	1,39/1,37	0,697	0,610	0,061	2,07	0,298
3 × 50	1,09/1,07	0,558	0,492	0,06	1,64	0,257
3 × 70	0,84/0,83	0,33	0,405	0,059	1,31	0,211
3 × 95	0,67/0,66	0,24	0,357	0,057	1,06	0,174
3 × 120	0,57/0,56	0,19	0,325	0,057	0,92	0,157
3 × 150	0,44/0,42	0,16	0,264	0,056	0,78	0,135
3 × 185	0,36/0,36	0,12	0,239	0,056	0,66	0,122
3 × 240	0,31/0,29	0,10	0,212	0,055	0,553	0,107

Таблица П.3.5

**Параметры кабеля с алюминиевыми жилами в алюминиевой оболочке**

Сечение кабеля, мм <sup>2</sup>	Сопротивление четырехжильного кабеля, мОм/м			
	r <sub>1</sub> = r <sub>2</sub>	x <sub>1</sub> = x <sub>2</sub>	r <sub>0</sub>	x <sub>0</sub>
3 × 6 + 1 × 4	6,41	0,094	7,6	0,463
3 × 10 + 1 × 6	3,84	0,088	4,94	0,401
3 × 16 + 1 × 10	2,40	0,084	3,39	0,336
3 × 25 + 1 × 16	1,54	0,072	2,41	0,256
3 × 35 + 1 × 16	1,10	0,068	1,93	0,232
3 × 50 + 1 × 25	0,769	0,066	1,44	0,179
3 × 70 + 1 × 35	0,549	0,065	1,11	0,145
3 × 95 + 1 × 50	0,405	0,064	0,887	0,124

## Приложение 4

### Параметры предохранителей

Таблица П.4.1

#### Технические характеристики предохранителей 6 кВ

№ п/п	Типоисполнение предохранителя	Номинальный ток $I_{ном.пр}$ , А	$I_{0 мин}$ $/I_{ном.пр}$	Предельный ток отключения $I_{по пред}$ , кА
1	ПКТ101-6-2-40 У3(У1)	2		40 (20)
2	ПКТ101-6-3.2-40 У3 (У1)	3,2		40 (20)
3	ПКТ101-6-5-40 У3 (У1)	5		40 (20)
4	ПКТ101-6-8-40 У3(У1)	8		40 (20)
5	ПКТ101-6-10-40 У3(У1)	10		40 (20)
6	ПКТ101-6-16-40 У3(У1)	16		40 (20)
7	ПКТ101-6-20-40 У3(У1)	20		40 (20)
8	ПКТ101-6-31.5-20 У1	31,5		20
9	ПКТ102-6-31.5-31.5 У3	31,5		31,5
10	ПКТ102-6-40-31.5 У3	40		31,5
11	ПКТ102-6-50-31.5 У3	50		31,5
12	ПКТ102-6-80-20 У3	80		20
13	ПКТ103-6-80-31.5 У3	80		31,5
14	ПКТ103-6-100-31.5 У3	100		31,5
15	ПКТ103-6-160-20 У3	160		20
16	ПКТ104-6-160-31.5 У3	160		31,5
17	ПКТ104-6-200-31.5 У3	200		31,5
18	ПКТ104-6-315-20 У3	315		20
19	ПКЭ106-6-3.2-20 ХЛ2	3,2		20
20	ПКЭ106-6-5-40(20) У2 (ХЛ2)	5		40 (20)
21	ПКЭ106-6-8-40(20) У2 (ХЛ2)	8		40 (20)
22	ПКЭ106-6-10-40(20) У2 (ХЛ2)	10		40 (20)
23	ПКЭ106-6-16-40(20) У2 (ХЛ2)	16		40 (20)
24	ПКЭ106-6-20-40 (20) У2 (ХЛ2)	20		40 (20)
25	ПКЭ106-6-31.5-20У2 (ХЛ2)	31,5		20
26	ПКЭ107-6-31.5-31.5 У2	31,5		31,5
27	ПКЭ107-6-40-31.5 У2 (ХЛ2)	40		31,5 (20)
28	ПКЭ107-6-50-31.5(20) У2(ХЛ2)	50		31,5 (20)
29	ПКЭ108-6-80-31.5(20) У2(ХЛ2)	80		31,5 (20)
30	ПКЭ108-6-100-31.5(20) У2(ХЛ2)	100		31,5 (20)

Таблица П.4.2

## Технические характеристики предохранителей 10 кВ

№ п/п	Типоисполнение предохранителя	Номинальный ток $I_{ном.пр}$ , А	$I_{0 мин} / I_{ном.пр}$	Предельный ток отключения $I_{цопред}$ , кА
1	ПКТ101-10-2-31.5 У3 (У1)	2	3–3,5	31,5, 12,5 (20)
2	ПКТ101-10-3.2-31.5У3 (У1)	3,2		31,5, 12,5 (20)
3	ПКТ101-10-5-31.5 У3 (У1)	5		31,5, 12,5 (20)
4	ПКТ101-10-8-31.5 У3 (У1)	8		31,5, 12,5 (20)
5	ПКТ101-10-10-31.5 У3 (У1)	10		31,5, 12,5 (20)
6	ПКТ101-10-16-31.5 У3 (У1)	16		31,5, 12,5 (20)
7	ПКТ101-10-20-31.5 У3 (У1)	20		12,5 (20)
8	ПКТ101-10-31.5-12.5 У3 (У1)	31,5		12,5 (12,5)
9	ПКТ102-10-31.5-31.5 У3	31,5		31,5
10	ПКТ102-10-40-31.5 У3	40		31,5
11	ПКТ102-10-50-12.5 У3	50		12,5
12	ПКТ103-10-50-31.5 У3	50		31,5
13	ПКТ103-10-80-20 У3	80		20
14	ПКТ103-10-100-12.5 У3	100		12,5
15	ПКТ104-10-100-31.5 У3	100		31,5
16	ПКТ104-10-160-20 У3	160	6,5–7	20
17	ПКТ104-10-200-12.5 У3	200		12,5
18	ПКТ104-10-31.5-20 У3	315		20
19	ПКЭ106-10-3.2-20 ХЛ2	3,2		20
20	ПКЭ106-10-5-40(12.5) У2 (ХЛ2)	5		40, 12,5 (12,5)
21	ПКЭ106-10-8-40(12.5) У2 (ХЛ2)	8		40, 12,5 (12,5)
22	ПКЭ106-10-10-40(12.5) У2 (ХЛ2)	10		40, 12,5 (12,5)
23	ПКЭ106-10-16-40(12.5) У2 (ХЛ2)	16		40, 12,5 (12,5)
24	ПКЭ106-10-20-40 (12.5) У2 (ХЛ2)	20		40, 12,5 (12,5)
25	ПКЭ106-10-31.5-20 (12.5) У2 (ХЛ2)	31,5		20, 12,5 (12,5)
26	ПКЭ107-10-31.5-31.5 У2	31,5		31,5, 12,5
27	ПКЭ107-10-40-31.5 У2 (ХЛ2)	40		31,5 (12,5)
28	ПКЭ107-10-50-31.5(12.5) У2 (ХЛ2)	50		31,5, 12,5 (12,5)
29	ПКЭ108-10-50-12.5 У2	50		12,5
30	ПКЭ108-10-80-31.5(12.5) У2 (ХЛ2)	80		31,5; 12,5 (12,5)
31	ПКЭ108-10-100-31.5 У2	100		31,5

Таблица П.4.3

Технические характеристики предохранителей 35 кВ

№ п/п	Типоисполнение предохранителя	Номинальный ток $I_{ном.пр}$ , А	$I_{0 мин} / I_{ном.пр}$	Предельный ток отключения $I_{цопред}$ , кА
1	ПКТ101-35-2-8 У3 (У1)	2	3-3,5	8,0 (8,0)
2	ПКТ101-35-3,2-8 У3 (У1)	3,2		8,0, (8,0)
3	ПКТ101-35-5-8 У3 (У1)	5		8,0, (8,0)
4	ПКТ101-35-8-8 У3 (У1)	8		8,0, (8,0)
5	ПКТ101-35-10-3,2 У3(У1)	10		3,2, (3,2)
6	ПКТ102-35-10-8 У3 (У1)	10		8,0, 12,5 (20)
7	ПКТ102-35-16-8 У3 (У1)	16		8,0 (20)
8	ПКТ102-35-20-8 У3 (У1)	20		8,0 (12,5)
9	ПКТ103-35-31,5-8 У3	31,5		8,0
10	ПКТ103-35-40-8 У3	40		8,0
19	ПКЭ106-35-3,2-8 ХЛ2	3,2		8,0

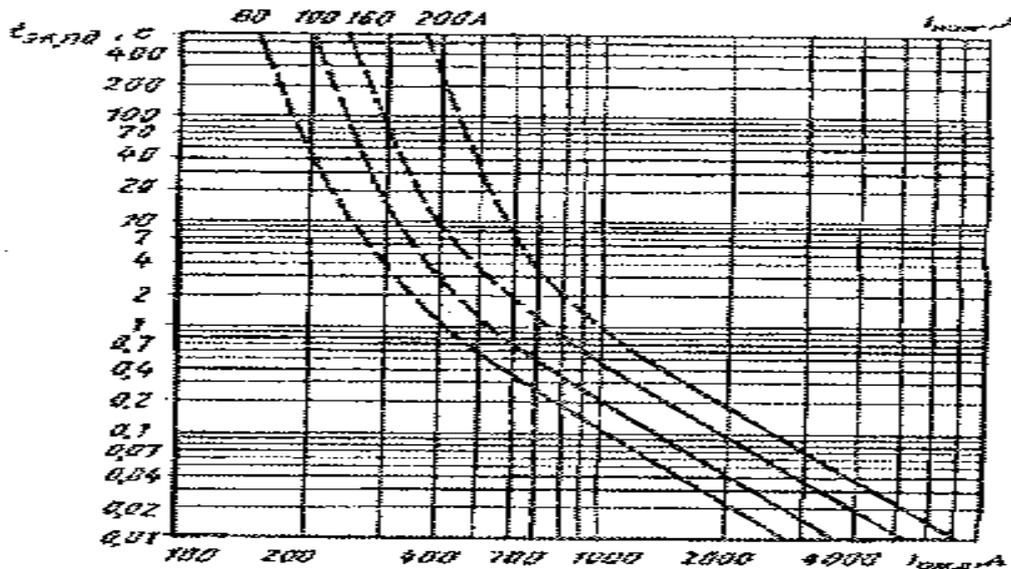


Рис. П.4.1. Времятоковые характеристики плавления предохранителей 6 кВ с порядковыми номерами (табл. П.4.1): 13; 14; 16; 17; 29; 30

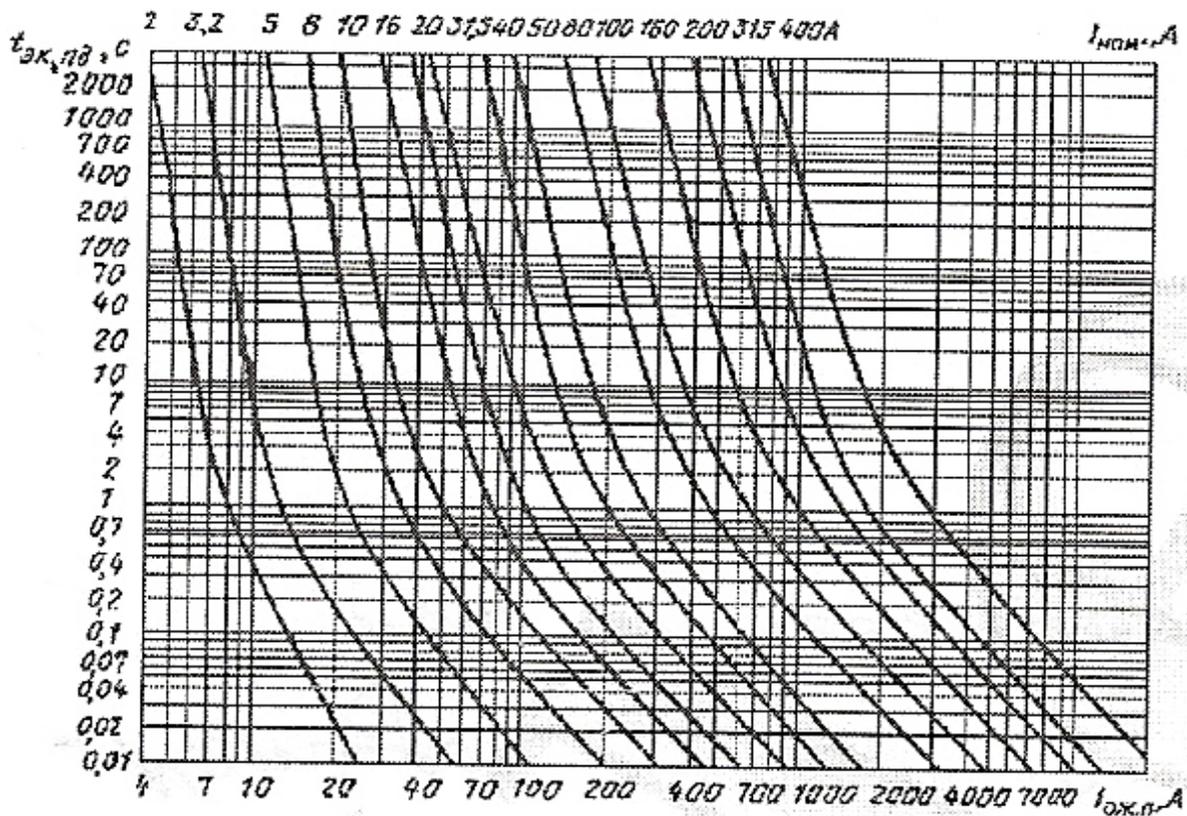


Рис. П.4.2. Времятоковые характеристики плавления предохранителей 6 кВ с порядковыми номерами (табл. П.4.1): 1–12; 15; 18–21

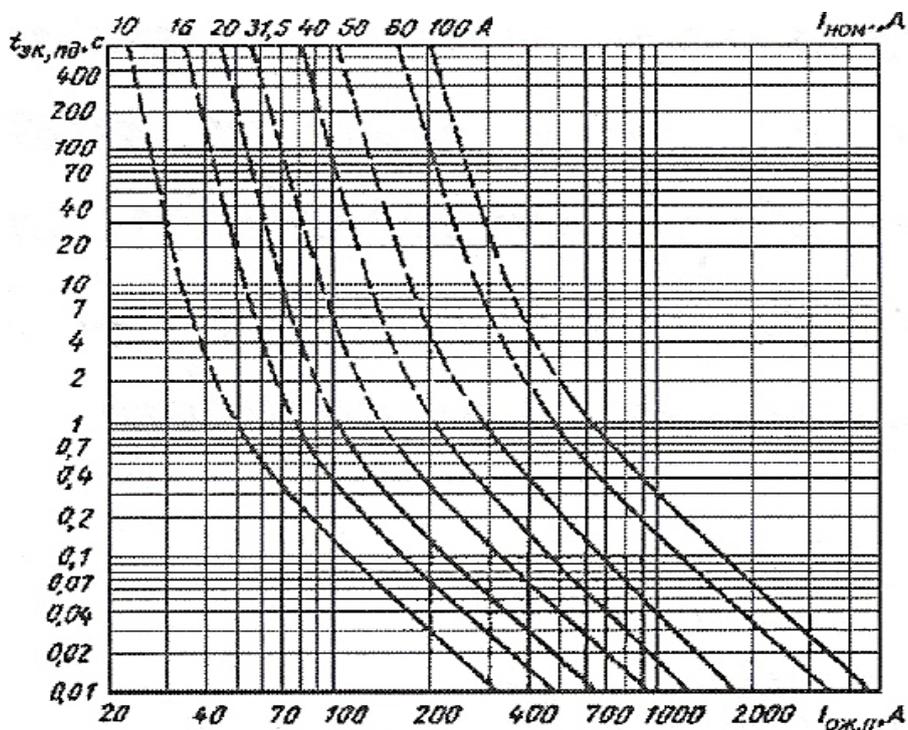


Рис. П.4.3. Времятоковые характеристики плавления предохранителей 6 кВ с порядковыми номерами (табл. П.4.1): 22–25; 26–30

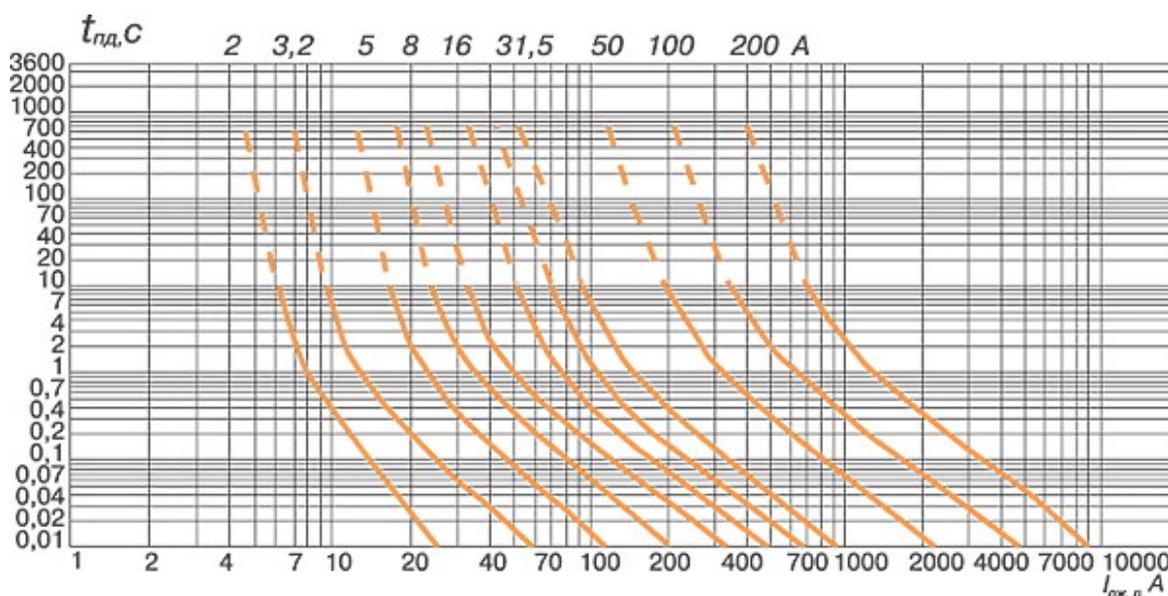


Рис. П.4.4. Времятоковые характеристики плавления предохранителей 10 кВ с порядковыми номерами (табл. П.4.2): 1–8; 11; 14; 17

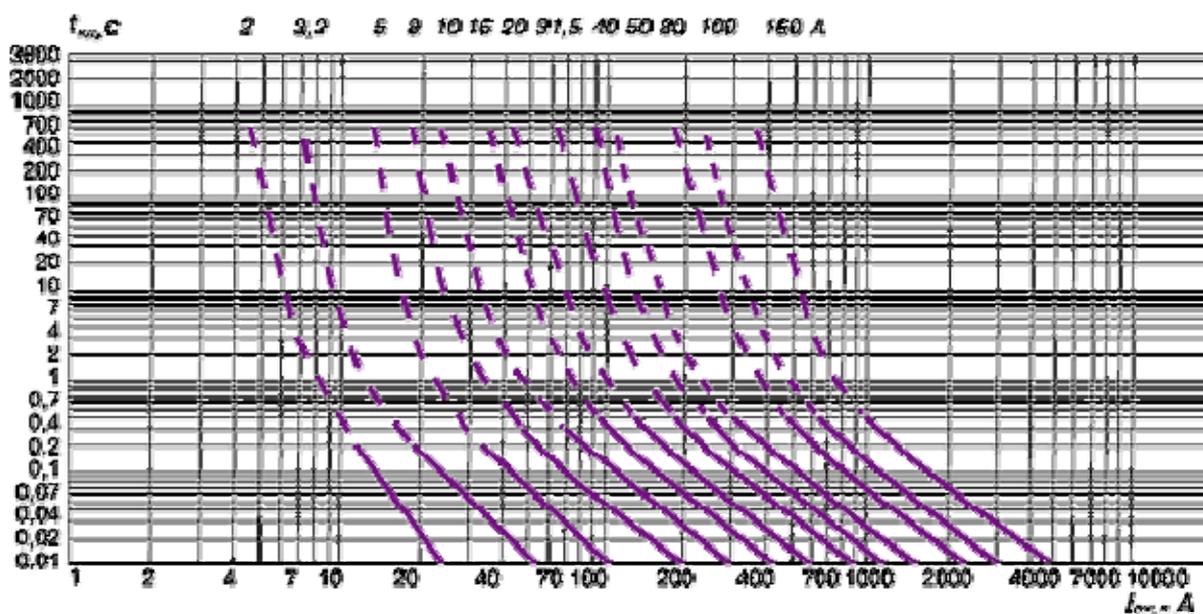


Рис. П.4.5. Времятоковые характеристики плавления предохранителей 10 кВ с порядковыми номерами (табл. П.4.2): 1–7; 9; 10; 12; 13; 15; 16

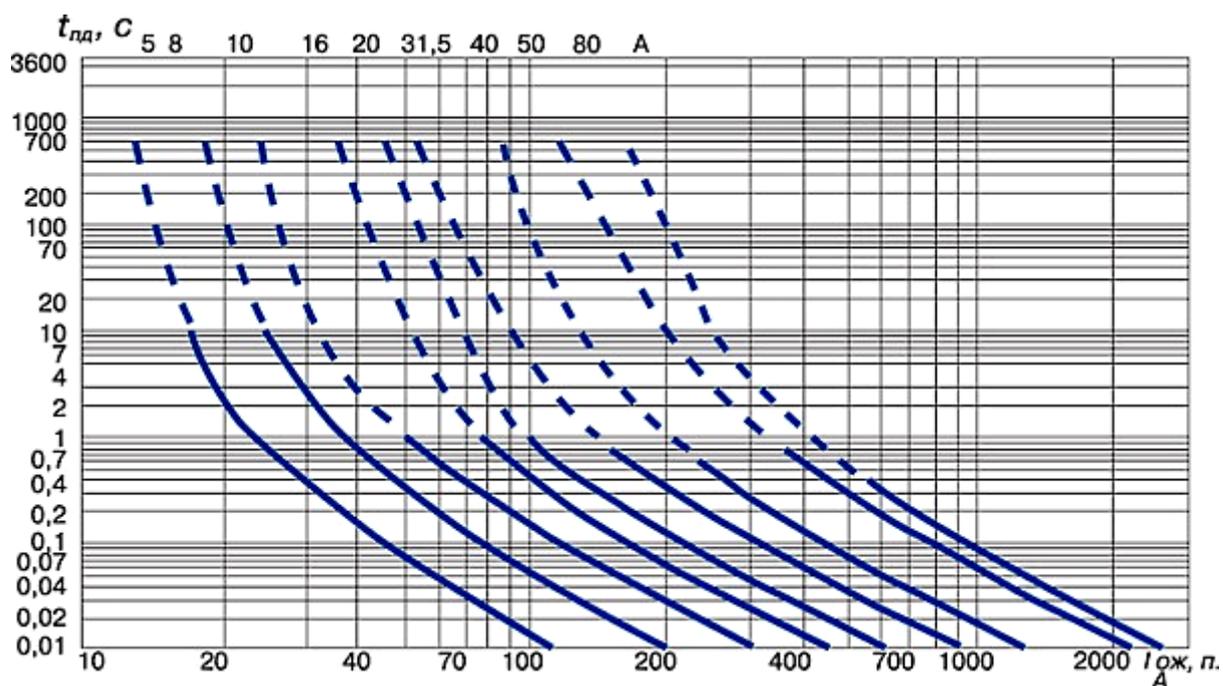


Рис. П.4.6. Времятоковые характеристики плавления предохранителей 10 кВ с порядковыми номерами (табл. П.4.2): 20–24; 26; 27; 29; 30

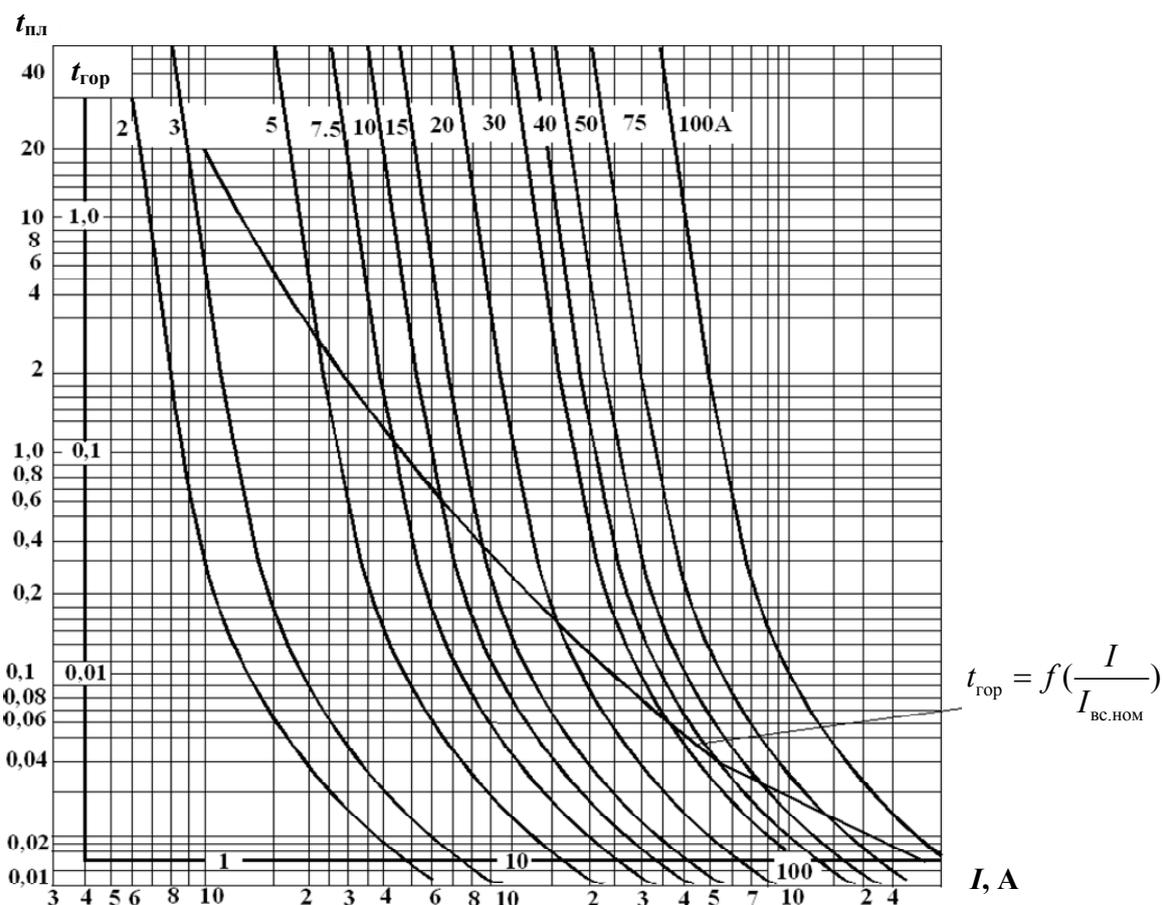


Рис. П.4.7. Защитные характеристики предохранителя типа ПКТ-10  $t_{пл} = f(I)$  и  $t_{гор} = f(I/I_{вс.ном})$

## Технические данные предохранителей 380 В

Тип	Номинальный ток, А		Предельный отключаемый ток, кА
	Патрона предохранителя	Плавкой вставки	
НПН-15	15	6; 10; 15	10
НПН-63	63	6; 10; 20; 25; 31; 40; 63	10
ПН2-100	100	31,5; 40; 50; 63; 80; 100	50
ПН2-250	250	80; 100; 125; 160; 200; 250	25
ПН2-400	400	200; 250; 315; 355; 400	40
ПН2-600	630	315; 400; 500; 630	25
ПН2-1000	1000	500; 630; 800; 1000	10
ПП17	1000	500; 630; 800; 1000	120
ПР-2	15	6; 10; 15	0,8/8
ПР-2	60	15; 20; 25; 35; 45; 60	1,8/4,5
ПР-2	100	60; 80; 100	6/11
ПР-2	200	100; 125; 160; 200	6/11
ПР-2	350	200; 225; 260; 300; 350	6/13
ПР-2	600	350; 430; 500; 600	13/23
ПР-2	1000	600; 700; 850; 1000	15/20

*Примечание.* Для ПР-2 данные в числителе относятся к исполнению 1 (короткие предохранители); в знаменателе – к исполнению 2 (длинные предохранители).

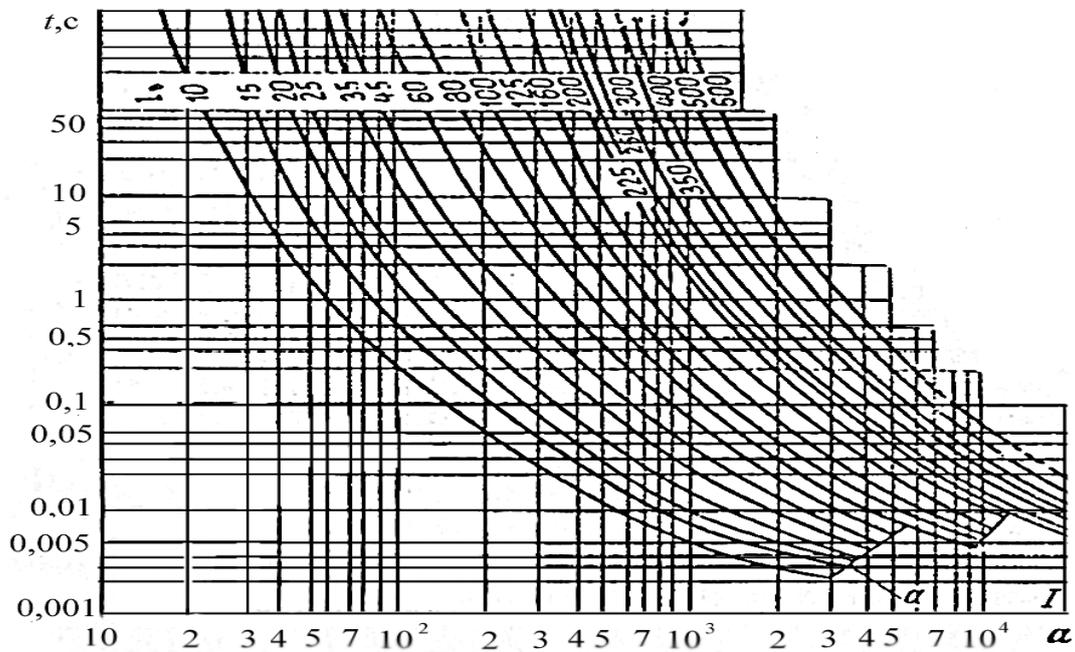


Рис. П.4.8. Защитные характеристики предохранителей НПН и НПР

Рекомендуемые значения номинальных токов плавких вставок  $I_{ном.вс}$  предохранителей для трехфазных силовых трансформаторов напряжением 6/0,4 и 10/0,4 кВ

Мощность трансформатора, кВА	Ток, А								
	Трансформатора на стороне			Плавкой вставки на стороне					
	0,4 кВ	6 кВ	10 кВ	0,4 кВ	6 кВ	6 кВ ПКЭ	10 кВ ПКТ	10 кВ ПКИ	10 кВ ПКЭ
25	36	2,40	1,44	40	8	8	5	3.2	5
40	58	3,83	2,30	60	10	10	8	5	8
63	91	6,05	3,64	100	16	16	10	8	10
100	145	9,60	5,80	150	20	20	16	10	16
160	231	15,40	9,25	250	32	30	20	16	20
250	360	24,00	14,40	400	50	50	40	25	30
400	580	38,30	23,10	600	80	80	50	40	50
630	910	60,50	36,40	1000	160	100	75	—	80
1000	1443	91,64	55	—	—	100	—	—	80

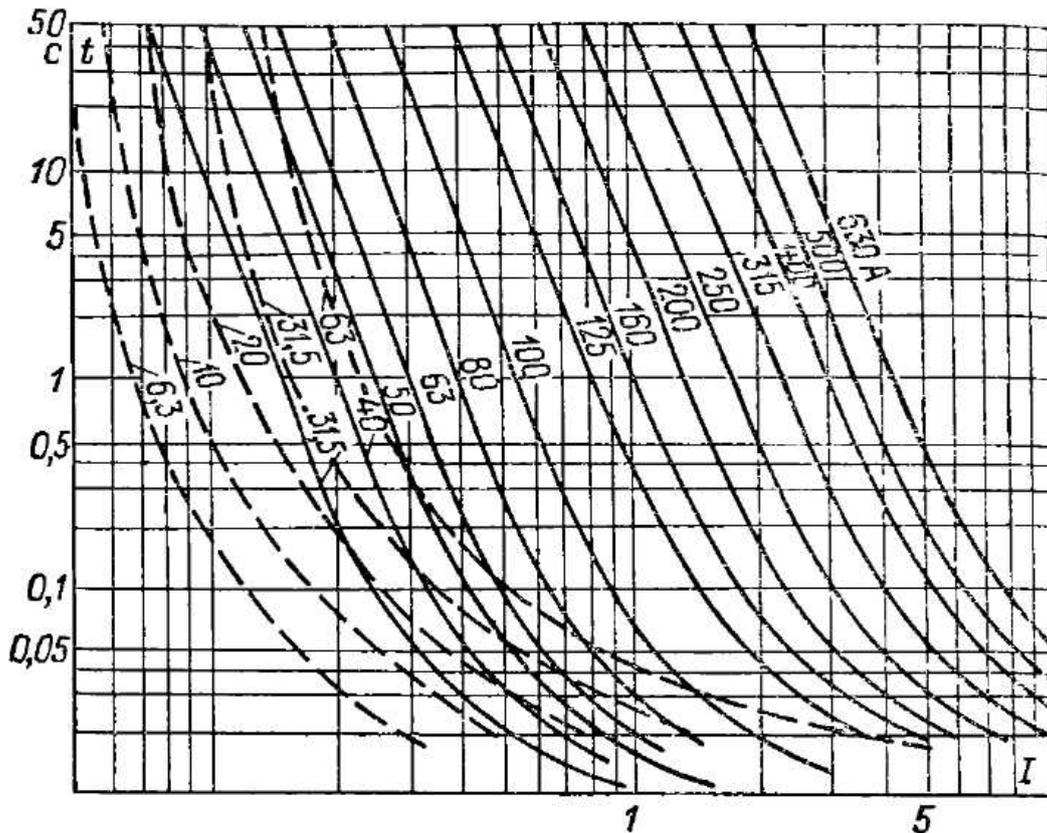


Рис. П.4.9. Защитные характеристики предохранителей ПН2 (сплошные) и НПН (штриховые линии)

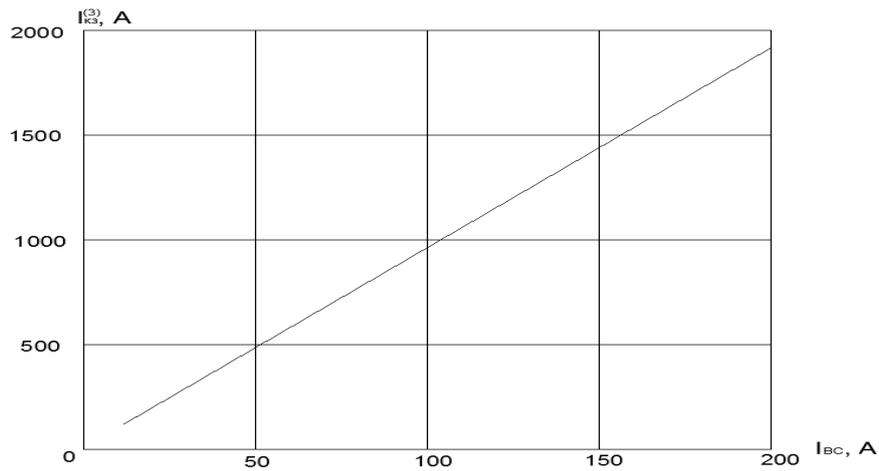


Рис. П.4.10. Зависимость номинального тока вставки предохранителя от тока КЗ, обеспечивающего сгорание вставки раньше отпадания пускателя

Таблица П.4.6

**Проверка селективности вставок предохранителей ПН2 (разброс  $\pm 25\%$ )**

$I_{в.м}$	$I_{кз}^{(3)} / I_{в.м}$			
	10	20	50	100
30	40	50	80	120
40	50	60	100	120
50	60	80	120	120
60	80	100	120	120
80	100	120	120	150
100	120	120	150	150
120	150	150	250	250
150	200	200	250	250
200	250	250	300	300
250	300	300	400	Более 600
300	400	400	Более 600	—
400	500	Более 600	—	—

## Приложение 5

### Аварийные маломощные генераторы

Таблица П.5.1

#### Параметры аварийных маломощных генераторов

$P_{н.г.}$ , кВт	1000	630	2500	500	630	350,1
$U_{н.г.}$ , кВ	6,3	6,3	6,3	0,4	0,4	6,3
$I_{н.г.}$ , А	115	72	287	903	1138	404
$n$ , об/мин	750	375	1000	1500	1500	1000
$\cos\varphi_{н.г.}$	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
$K_c$	1,15	1,1	0,8	0,6	0,63	0,8
КПД, %	94,56	93	95	94	95	96
$X'd$ , ОЕ	0,192	0,18	0,16	0,14	0,167	0,17
$X_2$ , ОЕ	0,171	–	–	0,15	0,174	–
$X_0$ , ОЕ	0,0763	–	–	0,047	0,054	–
$I^*_{в.пред.}$ , ОЕ	–	–	–	9	10	–

## Приложение 6

### Общие вопросы релейной защиты и автоматики

Таблица П.6.1

#### Величины линейных напряжений, применяемых в ЭЭС

Номинальное напряжение сети, кВ	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение сети, кВ	Среднее напряжение, кВ
6,0	7,2	6,9	6,3
10,0	12	11,5	10,5
35,0	40,5	40,5	37,0
110,0	126,0	126,0	115,0
220,0	252,0	252,0	230,0
330,0	363,0	363,0	340,0
750,0	787,0	787,0	770,0

Таблица П.6.2

#### Позиционные обозначения элементов в схемах РЗА

Наименование реле	Условное позиционное обозначение
Трансформатор тока	<i>TA</i>
Трансформатор напряжения	<i>TV</i>
Выключатель и его блок-контакты	<i>Q</i> и <i>QF</i>
Электромагнит включения выключателя	<i>YAC</i>
Электромагнит отключения выключателя	<i>YAT</i>
Автоматический выключатель	<i>SF</i>
Плавкий предохранитель	<i>FU</i>
Переключатель (ключ управления)	<i>SA</i>
Накладка оперативная	<i>SX</i>
Комплектное устройство РЗА (общее название)	<i>A</i>
Комплект токовой релейной защиты	<i>KA</i>
Комплект реле АПВ	<i>AKS</i>
Комплект устройства АВР	<i>AV</i>
Комплект реле УРОВ	<i>AR</i>
Комплект реле блокировки от качаний	<i>AKB</i>
Реле (общее название)	<i>K</i>
Реле тока	<i>KA</i>
Реле напряжения	<i>KV</i>
Реле промежуточное	<i>KL</i>
Реле времени	<i>KT</i>
Реле сопротивления	<i>KZ</i>

Наименование реле	Условное позиционное обозначение
Реле мощности	<i>KW</i>
Реле частоты	<i>KF</i>
Реле указательное	<i>KH</i>
Реле газовое	<i>KSG</i>
Реле дифференциальное	<i>KAT</i>
Термореле	<i>KST</i>
Реле положения «Включено»	<i>KQC</i>
Реле положения «Отключено»	<i>KQT</i>
Реле команды «Включить»	<i>KCC</i>
Реле команды «Отключить»	<i>KCT</i>
Реле фиксации команды «Включить»	<i>KQQ</i>
Реле блокировки от многократных включений	<i>KBS</i>
Реле контроля синхронизма	<i>KSS</i>
Реле импульсной сигнализации	<i>KHA</i>
Реле контроля давления воздуха	<i>KSP</i>
Лампа сигнальная	<i>HL</i>
Устройство звуковой сигнализации	<i>HA</i>
Шинки управления	<i>EC</i>
Шинки питания электромагнитов включения	<i>EY</i>
Шинки сигнализации	<i>EH</i>
Шинка мигающей сигнализации	<i>+EP</i>
Шинка вспомогательная	<i>EA</i>

Таблица П.6.3

**Международные коды ANSI для обозначения защитных функций цифровых реле**

Коды ANSI	Наименование защиты (защитной функции)
50/51	ТО и МТЗ от междуфазных КЗ (4-й степени)
50N/51N	ТО и МТЗ от замыкания на землю (нулевой последовательности)
67	Направленная МТЗ
67N	Направленная ЗЗ
51V	МТЗ с пуском по минимальному напряжению
27	Защита минимального напряжения
59	Защита максимального напряжения
59N	Защита максимального напряжения нулевой последовательности 3U
81H (81L)	Максимальной (минимальной) частоты
46	По току обратной последовательности
47	По напряжению обратной последовательности
21P	Дистанционная линии
78	Блокировка при качаниях

Окончание табл. П.6.3

<b>Коды ANSI</b>	<b>Наименование защиты (защитной функции)</b>
87T (87F)	Дифференциальная трансформатора (линии)
63	Газовая
49	От перегрузки
48/51	От затяжного пуска и заклинивания ротора
66	Ограничения числа пусков
50/27	Ускорение защиты при включении
79	АПВ
50BF	УРОВ

## Приложение 7

### Технические характеристики трансформаторов тока и напряжения

Таблица П.7.1

Сопротивления первичных обмоток трансформаторов тока типа ТК, мОм			
Номинальный ток, А	ТК (класс точности 2)	ТК (класс точности 3)	
	<i>R</i>	<i>X</i>	<i>R</i>
5	260	280	130
10	160,5	180	75
15	96,8	120	33
20	42	67	19
30	20	30	8,2
40	11	17	4,8
50	7	11	3,0
75	3	4,8	1,3
100	1,7	2,7	0,75
150	0,75	1,2	0,33
200	0,42	0,67	0,19
300	0,2	0,3	0,088
400	0,11	0,17	0,05
600	0,05	0,07	0,02

Таблица П.7.2

### Номинальная вторичная нагрузка ТТ

Номинальное напряжение, кВ	ОАО «Свердловский завод ТТ»		ОАО «Самарский трансформатор»		HEAG	
	Тип	$S_{ном}, В \cdot А$	Тип	$S_{ном}, В \cdot А$	Тип	$S_{ном}, В \cdot А$
0,66	ТОП-0,66	3,5,10	Т-0,66	10	—	—
0,66	ТШП-0,66	3,5,10	ТШ-0,66	10	—	—
0,66	ТНШ-0,66	3,5,10	ТШЛ-0,66	10	—	—
0,66	ТШЛ-0,66	15	ТЛК-10	15	—	—
10	ТШЛ	30	ТПК-10	15	LZZBJ9-12	15–20
10	ТПОЛ	15	ТШЛП 10	30	LZZBJ12-12	15–20–30
10	ТПЛ	15	ТПЛ 10 с	15	LZZBJ71-12	20
10	ТЛ	15	ТЛМ-10 (6)	15		
35	ТЛК	15	—		LZZB7-35	30–50
35	ТОЛ	30, 50	—		LZZBW8-35	30–50
35	ТПЛ	20	—		LZZBJ9-35	50

Таблица П.7.3

**Номинальная вторичная нагрузка ТН  $S_{пред}$ , В · А  
при обеспечении класса точности**

Напряжение, кВ	Тип	Класс точности			
		0,2	0,5	1	3
6–10	ЗНИОЛ, Самара	–	50/75	75/150	200/300
6–10	ЗНОЛ антирез.	90/150	150/220	225/450	–
6–10	ЗНТОЛ	–	50/75	75/150	200/300
10	НАМИТ, Самара	–	–/200	–/300	–/600
35	ЗНОЛ	10	60	120	–
110	ЗНОГ-М-110 элегазовый	150	400	600	1200

*Примечание.* Числитель – ТН 6 кВ; знаменатель – ТН 10 кВ.

## Приложение 8

### Технические характеристики электрических аппаратов и реле

Таблица П.8.1

#### Технические данные трехполюсных автоматических выключателей серии ВА51 и ВА52 с комбинированным расцепителем

Тип выключателя	Номинальный ток, А		Кратность тока отсечки по отношению к $I_{ном.р}$
	Выключателя	Расцепителя, $I_{ном.р}$ ( $I_r$ )	
ВА51Г-25	25	1,0; 1,25; 1,5; 2; 3,15; 4; 5; 6,3; 8; 10; 12,5; 16; 20; 25	14
ВА51-25	25	6,3; 8; 10; 12,5; 16; 20; 25	7; 10
ВА51-31	100	6,3; 8; 10; 12,5; 16; 20; 25; 31,5; 40; 50; 63; 80; 100	3; 7; 10
ВА51Г-31	100	16; 20; 25; 31,5; 40; 50; 63; 80; 100	14
ВА52-31	100	16; 20; 25; 31,5; 40; 50; 63; 80; 100	3; 7; 10
ВА51-33	160	80; 100; 125; 160	10
ВА52-33			
ВА51Г-33	160	80; 100; 125; 160	14
ВА52Г-33			
ВА51-35	250	80; 100; 125; 160; 200; 250	12
ВА52-35			
ВА51-37	400	250; 320; 400	10
ВА52-37			
ВА5-39	630	400; 500; 630	10
ВА52-39		250; 400; 500; 630	10

Таблица П.8.2

#### Технические данные автоматических выключателей серии ВА53, ВА55 и ВА75 с электронным расцепителем

Тип выключателя	Номинальный ток выключателя $I_{ном}$ ( $I_n$ ), А	Уставка тока расцепителя в зоне КЗ, кратная $I_{ном.р}$ ( $I_r$ )
ВА53-37 ВА55-37 ВА55-39	160; 250; 400	2; 3; 5; 7; 10
ВА53-39	160; 250; 400; 630	—
ВА53-41 ВА55-41	1000 1600	2; 3; 5; 7
ВА75-45 ВА75-47	2500	2; 3; 5
ВА53-37	2500	2; 3; 5; 7
ВА53-37	4000	2; 3; 5

*Примечание.* Выключатели допускают регулировку уставки защиты от перегрузки тремя ступенями в пределах номинального тока расцепителя:  $I_r = 0,63/0,8/1,0 \times I_n$ .

Таблица П.8.3

**Типы и диапазоны регулирования уставок защит автоматических выключателей серии Компакт (Мастерпакт), Микрологик и др.**

Тип автомата	$I_n$ , А	Диапазон регулирования уставок расцепителей		
		$I_0$	$I_r$	$I_m$
NW 25 H1 4P	2500	—	0,4/0,5/0,6/0,7/0,8/ 0,9/0,95/0,98/1 · $I_n$	1,5/2/2,5/4/4/5/6/ /8/10 · $I_r$
M 08 N1 (STR28D)	800	0,5/0,64/0,8/1 · $I_n$	0,8/0,85/0,88/0,9/ 0,92/0,95/0,98/1 · $I_0$	1,5/2/4/4/5/6/ 8/10 · $I_r$
NS 640 N (STR24SE)	640	0,5/0,64/0,7/0,8/ 0,9/1 · $I_n$	0,8/0,85/0,88/0,9/ 0,94/0,95/0,98/1 · $I_0$	2/4/4/5/6/7/ 8/10 · $I_r$
NS 400 N (STR24SE)	400	0,5/0,64/0,7/0,8/ 0,9/1 · $I_n$	0,8/0,85/0,88/0,9/ 0,94/0,95/0,98/1 · $I_0$	2/4/4/5/6/7/ 8/10 · $I_r$
NS 250 N (TM250D)	250	—	0,8/0,9	5/6/7/8/ 9/10 · 250 А
NS 160 N (TM160D)	160	—	0,8/0,9	8 · $I_n$ = 1280 А
NS 160 N (TM125D)	125	—	0,8/0,9	10 · $I_n$ = 1250 А
NS 100 N (TM100D)	100	—	0,8/0,9	8 · $I_n$ = 800 А
NS 100 N (TM64D)	64	—	0,8/0,9	8 · $I_n$ = 500 А
NS 100 N (TM40D)	40	—	0,8/0,9	8 · $I_n$ = 420 А
NS 100 H (TM25D)	25	—	0,8/0,9	12 · $I_n$ = 400 А
VIS 100; AE 100	100	—	0,8/0,9	6 ÷ 10 · $I_n$
C60N	1 ÷ 64	—	—	6 ÷ 10 · $I_n$
GV2-L10	6,4	—	—	6 ÷ 12 · $I_n$

Таблица П.8.4

**Технические данные реле тока**

Тип реле тока	Пределы уставок реле при соединении катушек, А		Потребляемая мощность при токе минимальной уставки, ВА
	Последовательное	Параллельное	
РТ 40/0,2	0,05–0,1	0,1–0,2	0,2
РТ 40/0,6	0,15–0,3	0,3–0,6	0,2
РТ 40/2	0,5–1	1–2	0,2
РТ 40/6	1,5–3	3–6	0,5
РТ 40/10	2,5–5	5–10	0,5
РТ 40/20	5–10	10–20	0,5
РТ 40/50	12,5–25	25–50	0,8
РТ 40/100	25–50	50–100	1,8
РТ 40/200	50–100	100–200	8,0

## Характеристики реле максимального тока

Тип реле	Предел уставки на ток срабатыва- ния, А	Шаг дискреди- тации, А	Номиналь- ный ток, А	Напряжение питания, В	Мощность, потребляемая реле при токе минимальной уставки, ВА	
РСТ-11-04	0,05–0,2	0,005	0,4	~ 220	0,1	
РСТ-11-09	0,15–0,6	0,015	1,6		0,1	
РСТ-11-14	0,5–2,0	0,05	2,5		0,1	
РСТ-11-19	1,5–6,0	0,15	10		0,2	
РСТ-11-24	5–20	0,5	16		0,2	
РСТ-11-29	15–60	1,5	16		0,8	
РСТ-11-32	30–120	3	16		2,4	
РСТ-13-04	0,05–0,2	0,005	0,4		-220	0,1
РСТ-13-09	0,15–0,6	0,015	1,6			0,1
РСТ-13-14	0,5–2,0	0,05	2,5			0,1
РСТ-13-19	1,5–6,0	0,15	10	0,2		
РСТ-13-24	5–20	0,5	16	0,2		
РСТ-13-29	15–60	1,5	16	0,8		
РСТ-13-32	30–120	3	16	2,4		
РСТ-12-04	0,05–0,2	0,005	0,4	~ 220		0,1
РСТ-12-19	1,5–6,0	0,15	10			0,2
РСТ-12-24	5–20	0,5	16			0,2
РСТ-12-29	15–60	1,5	16		0,8	
РСТ-12-32	30–120	3	16		2,4	
РСТ-14-04	0,05–0,2	0,005	0,4		-220	0,1
РСТ-14-09	0,15–0,6	0,015	1,6			0,1
РСТ-14-14	0,5–2,0	0,05	2,5			0,1
РСТ-14-19	1,5–6,0	0,15	10			0,2
РСТ-14-24	5–20	0,5	16			0,2
РСТ-14-29	15–60	1,5	16	0,8		
РСТ-14-32	30–120	3	16	2,4		

## Характеристики реле минимального и максимального напряжений

Тип реле	Напряже-ние сраба-тывания, В	Номинальное напряжение, В		Час-тота, Гц	Кoeffи-циент возврата	Напря-жение питания, В	Потребляемая мощность при напряжении минимальной уставки, ВА
		1 диа-пазон	2 диа-пазон				
РН-53/60	15–60	30	60	50	0,8	–	1,0
РН-53/200	50–200	100	200	50	0,8	–	1,0
РН-53/400	100–400	200	400	50	0,8	–	1,0
РН-54/48	12–48	30	60	50	1,25	–	1,0
РН-54/160	40–160	100	200	50	1,25	–	1,0
РН-54/320	80–320	200	400	50	1,25	–	1,0
РСН14-23	12–60	30	60	50	0,9	–220	0,025
РСН14-28	40–200	100	200		0,9		0,1
РСН14-30	50–250	120	240		0,95		0,11
РСН14-33	80–400	200	400		0,9		0,1
РСН15-23	12–60	30	60		0,9		0,025
РСН15-28	40–200	100	200		0,9		0,1
РСН15-30	50–250	120	240		0,95		0,11
РСН15-33	80–400	200	400		0,9		0,1
РСН16-23	12–60	30	60		0,9		0,025
РСН16-28	40–200	100	200		1,1		0,1
РСН16-33	80–400	200	400		1,1		0,1
РСН17-23	12–60	30	60		1,1		0,025
РСН17-28	40–200	100	200		1,1		0,1
РСН17-33	80–400	200	400		1,1		0,1
РСН14-50	12–60	30	60		0,9		0,025

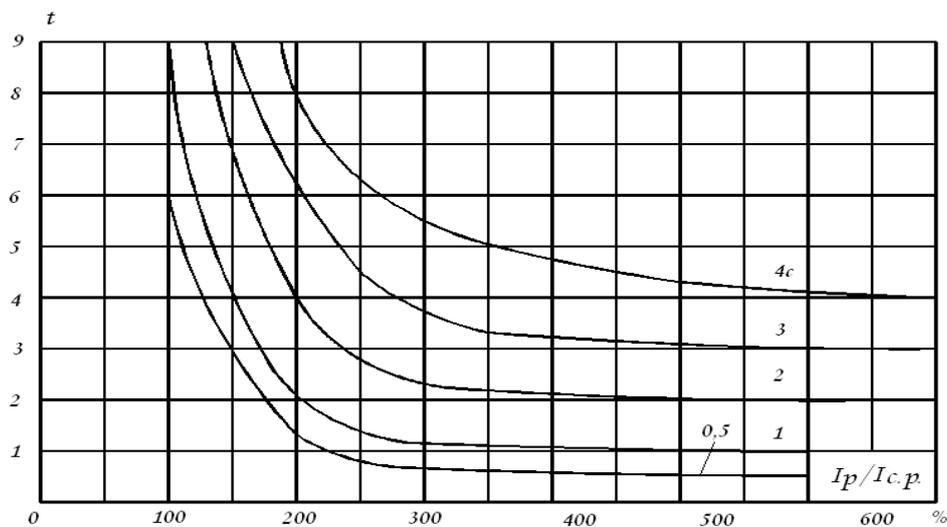


Рис. П.8.1. Характеристики  $t_p = f\left(\frac{I_p}{I_{с.р.}}\right)$  индукционных реле типа РТ-80

## Приложение 9

### Технические характеристики цифровых реле

Таблица П.9.1

#### Область применения устройств МР-БЭМН

Функция	301	500	600	700	730	741	801	851	901
Защита отходящего присоединения	+	+	-	+	-	+	-	-	-
Резервная защита трансформатора	+	+	-	+	-	+	+	-	-
Защита двигателя	-	-	-	-	+	-	-	-	-
Защита вводного, секционного выключателя	-	+	-	+	-	+	-	-	-
Защита линий с двухсторонним питанием	-	-	-	+	-	+	-	-	-
Защита по напряжению и частоте	-	-	+	-	-	-	-	-	-
Основная защита двух и трех-обмоточных трансформаторов	-	-	-	-	-	-	+	-	-
Управление РПН трансформаторов	-	-	-	-	-	-	-	+	-
Дифференциальная защита шин	-	-	-	-	-	-	-	-	+

Таблица П.9.2

#### Технические характеристики защит МР-БЭМН

Функция		301	500	550	600	700	730	741	801
Защита от повышения тока	Независимая	+	+	+	-	+	+	+	+
	Зависимая	+	+	+	-	+	+	+	+
	Направленная	-	-	-	-	+	+	+	+
Защита от замыкания на землю	Ненаправленная по току $I_0$	+	+	+	-	+	+	+	+
	Направленная по току $I_0$	-	-	-	-	+	+	+	-
Защита от повышения	Тока обратной последовательности, ненаправленная	+	+	+	+	-	+	+	-
	То же, направленная	-	-	-	-	-	+	+	-
Пуск токовой защиты по напряжению		-	-	-	-	+	+	+	+
Защита от обрыва фазы		-	-	+	-	+	+	+	-
Защита по напряжению	$U_{\text{мин}}, U_{\text{макс}}$	-	-	+	+	+	+	+	+
	$U_{0\text{макс}}, U_{2\text{макс}}$	-	-	+	+	+	+	+	+
	$U_{1\text{мин}}$	-	-	-	+	-	-	-	-
Защита по частоте		-	-	-	+	+	+	+	+
Дифференциальная токовая отсечка трансформатора без торможения или с торможением		-	-	-	-	-	-	-	+

Окончание табл. П.9.2

Функция	301	500	550	600	700	730	741	801
Дифференциальная защита от замыканий на землю	–	–	–	–	–	–	–	+
Защита пуска двигателя, защита от блокировки ротора	–	–	–	–	–	+	–	–
Защита от перегрузки по тепловой модели	–	–	–	–	–	+	–	–
Блокировка пуска двигателя по числу пусков, по тепловому состоянию	–	–	–	–	–	+	–	–
Внешние защиты	+	+	+	+	+	+	+	+
Ускорение внешних и токовых защит	+	+	+	–	+	+	+	+
Блокировка защит от внешнего сигнала	+	+	+	+	+	+	+	+
АЧР, ЧАПВ	+	+	+	+	+	+	+	+
АПВ, количество ступеней	2	4	4	–	4	4	4	4
АВР	+	+	+	–	+	+	+	+
УРОВ	+	+	+	–	+	+	+	+
Измерение токов	+	+	+	–	+	+	+	+
Измерение напряжений	–	–	–	+	+	+	+	+
Измерение частоты	–	–	–	+	+	+	+	+

Таблица П.9.3

### Технические характеристики защит ALSTOM

Функция		ANSI	Micom P141	Micom P142	Micom P143	Micom P144	Micom P145	Micom P126	Micom P127
Защита от повышения тока	Независимая	50V	+	+	+	+	+	+	+
	Зависимая	51V	+	+	+	+	+	+	+
	Направленная	67V	+	+	+	+	+	–	+
Защита от замыкания на землю	Ненаправленная по току $I_0$	50N	+	+	+	+	+	+	+
	Направленная по току $I_0$	67N	+	+	+	+	+	+	+
Защита от повышения	Тока обратной последовательности ненаправленная	46	+	+	+	+	+	+	+
Пуск токовой защиты по напряжению		–	–	–	–	+	+	–	+
Защита от обрыва фазы		46 BC	–	–	–	+	+	–	+
Защита по напряжению	$U_{\text{мин}}, U_{\text{макс}}$	27, 59	+	+	+	+	+	–	+
	$U_{0\text{макс}}, U_{2\text{макс}}$	59N, 47	+	+	+	+	+	+	+
Защита по частоте		81U	+	+	+	+	+	–	+
Дифференциальная защита от замыканий на землю		64	+	+	+	+	+	–	–

Окончание табл. П.9.3

Функция	ANSI	Micom P141	Micom P142	Micom P143	Micom P144	Micom P145	Micom P126	Micom P127
Защита от перегрузки по тепловой модели	49	+	+	+	+	+	+	+
Внешние защиты	–	+	+	+	+	+	+	+
Ускорение внешних и токовых защит	–	+	+	+	+	+	+	+
Блокировка защит от внешнего сигнала	–	+	+	+	+	+	+	+
АПВ, количество ступеней	79	+	+	+	+	+	4	4
АВР	–	+	+	+	+	+	+	+
УРОВ	50BF	+	+	+	+	+	+	+
Измерение токов	–	+	+	–	+	+	+	+
Измерение напряжений	–	+	+	+	+	+	+	+
Контроль состояния выключателя	–	+	+	+	+	+	+	+
Контроль цепи отключения	–	+	+	+	+	+	+	+
Оптовходы	–	8	16	32	16	32	–	–
Выходные реле	–	7	15	30	15	32	–	–

## Характеристики и схемы внешних присоединений цифровых реле

Рассмотрим технические характеристики и некоторые схемы для присоединения цифровых реле к цепям тока и оперативным цепям.

**10.1. Схема внешних присоединений цифрового реле МР500,** выпускаемого ОАО «Белэлектрореммонтажладка», с тремя трансформаторами тока ТТ и трансформатором тока нулевой последовательности ТНП. ТТ, вторичные обмотки которых собраны в схему полной звезды, контролируют ток в защищаемом присоединении. Начала каждой вторичной обмотки ТТ присоединяются к клеммам 1, 4, 7 клеммника Х6 реле. Питание блока, подаваемое на клеммник Х1 должно отвечать требованиям бесперебойности и надежности и должно осуществляться от ШОТ или ШОПТ или от стационарной аккумуляторной батареи. ТНП подключается к клеммам 10–11 клеммника Х6. Клеммы 1–16 клеммников Х8 и Х9 через светодиоды сигнализируют о работе блока. Контакты выходных реле через клеммник Х7 включаются в оперативные цепи. При неисправности цифрового реле замыкаются и размыкаются контакты реле, выведенные на клеммник Х2.

### **Технические характеристики цифрового реле МР500**

Реле МР500 (рис. П.10.1) является современным цифровым устройством защиты, управления и противоаварийной автоматики, и представляет собой комбинированное многофункциональное устройство, объединяющее различные функции защиты, измерения, контроля, местного и дистанционного управления.

Микропроцессорное реле МР500 защиты и автоматики ввода, линии, секционного выключателя предназначено для защиты:

- кабельных и воздушных линий электропередач напряжением 6–10 кВ;
- трансформаторов (например, в качестве резервной защиты силовых трансформаторов);
- объектов малой энергетики и др.

Устройство выполняет следующие функции:

- непрерывную самодиагностику аппаратной и программной части;
- восемь внешних защит от внешних сигналов;
- индикацию действующих (текущих) значений тока защищаемого присоединения;

- местное и дистанционное управление выключателем, переключение режима управления;
  - местный и дистанционный ввод, хранение и отображение уставок защит и автоматики;
  - регистрацию аварийных параметров защищаемого присоединения (действующих значений тока и типа повреждения) и срабатывание измерительных органов;
  - регистрацию изменения сигналов на дискретных вводах (состояния выключателя присоединения, целей дистанционного управления и внешних защит) и команд управления поступающих по каналу связи;
  - учет количества отключений выключателя;
  - обмен информацией с верхним уровнем (АСУ ТП).
- Функции цифрового реле МР500 даны в табл. П.10.1.

Таблица П.10.1

**Функции цифрового реле МР500**

Функции	Код АSNI	Количество ступеней
Защита от повышения тока	51	4
Защита от повышения тока нулевой последовательности	51N	2
Защита от повышения тока обратной последовательности	46	2
Двукратное АПВ выключателя защищаемого присоединения	79	–
Контроль состояния выключателя с УРОВ	50BF	–

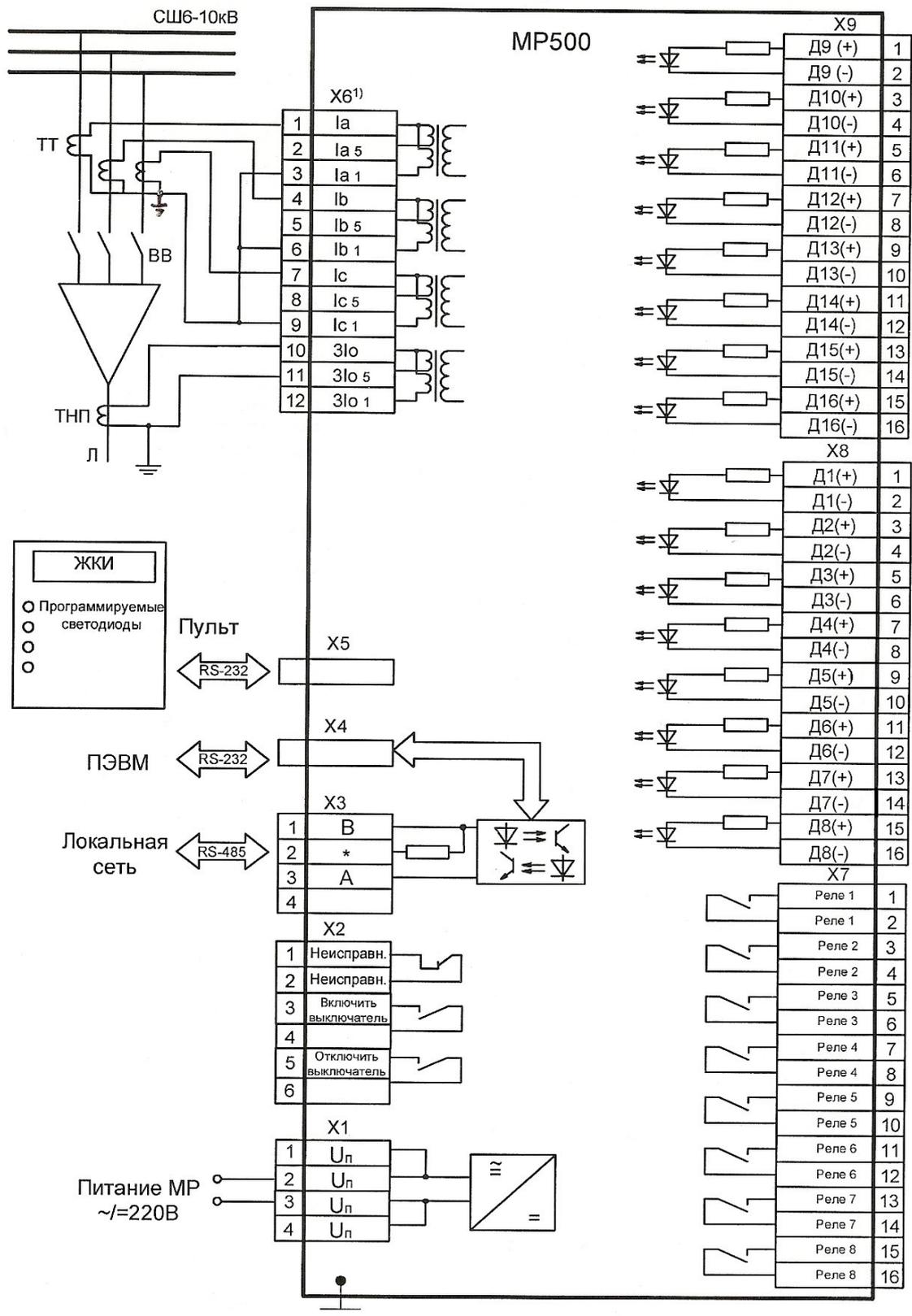


Рис. П.10.1. Схема внешних присоединений цифрового реле МР500 с тремя трансформаторами тока ТТ и ТТ нулевой последовательности ТНП

## **10.2. Схема внешних присоединений цифрового реле МР600**

### **Технические характеристики цифрового реле МР600**

Реле защиты (рис. П.10.2) МР600 по напряжению и частоте является современным многофункциональным устройством, объединяющим различные функции, – защиты, автоматики, индикации, контроля, дистанционного управления.

МР600 устанавливается на понижающих и распределительных подстанциях 110/35/10 (6) кВ и предназначено для защиты от понижения и повышения напряжения, понижения и повышения частоты, а также для сбора и передачи информации по каналам связи на диспетчерский управляющий комплекс.

Устройство выполняет следующие функции:

- блокирующей логики;
- индикации фазных действующих значений напряжения;
- индикации линейных значений напряжения;
- индикации напряжения прямой и обратной последовательности;
- индикации напряжения нулевой последовательности;
- индикации значения частоты сети;
- задания внутренней конфигурации (ввод защит и автоматики, количество ступеней защиты и т. д.) программным способом;
- местного и дистанционного ввода, хранения и отображения уставок защит и автоматики;
- получения дискретных сигналов управления и блокировок, выдачи команд управления, аварийной и предупредительной сигнализации;
- обмена информацией с верхним уровнем (АСУ ТП);
- непрерывной самодиагностики аппаратной и программной части.

Функции цифрового реле МР600 даны в табл. П.10.2.

*Таблица П.10.2*

<b>Функции</b>	<b>Код ASNI</b>	<b>Количество ступеней</b>
Защита от снижения напряжения	27	4
Защита от повышения напряжения	59	4
Защита от повышения напряжения нулевой последовательности	59N	4
Защита от повышения напряжения обратной последовательности	47	2
Защита от снижения напряжения прямой последовательности	27D	2
Защита от снижения частоты с возможностью ЧАПВ	81U-R	4
Защита от повышения частоты	810	4

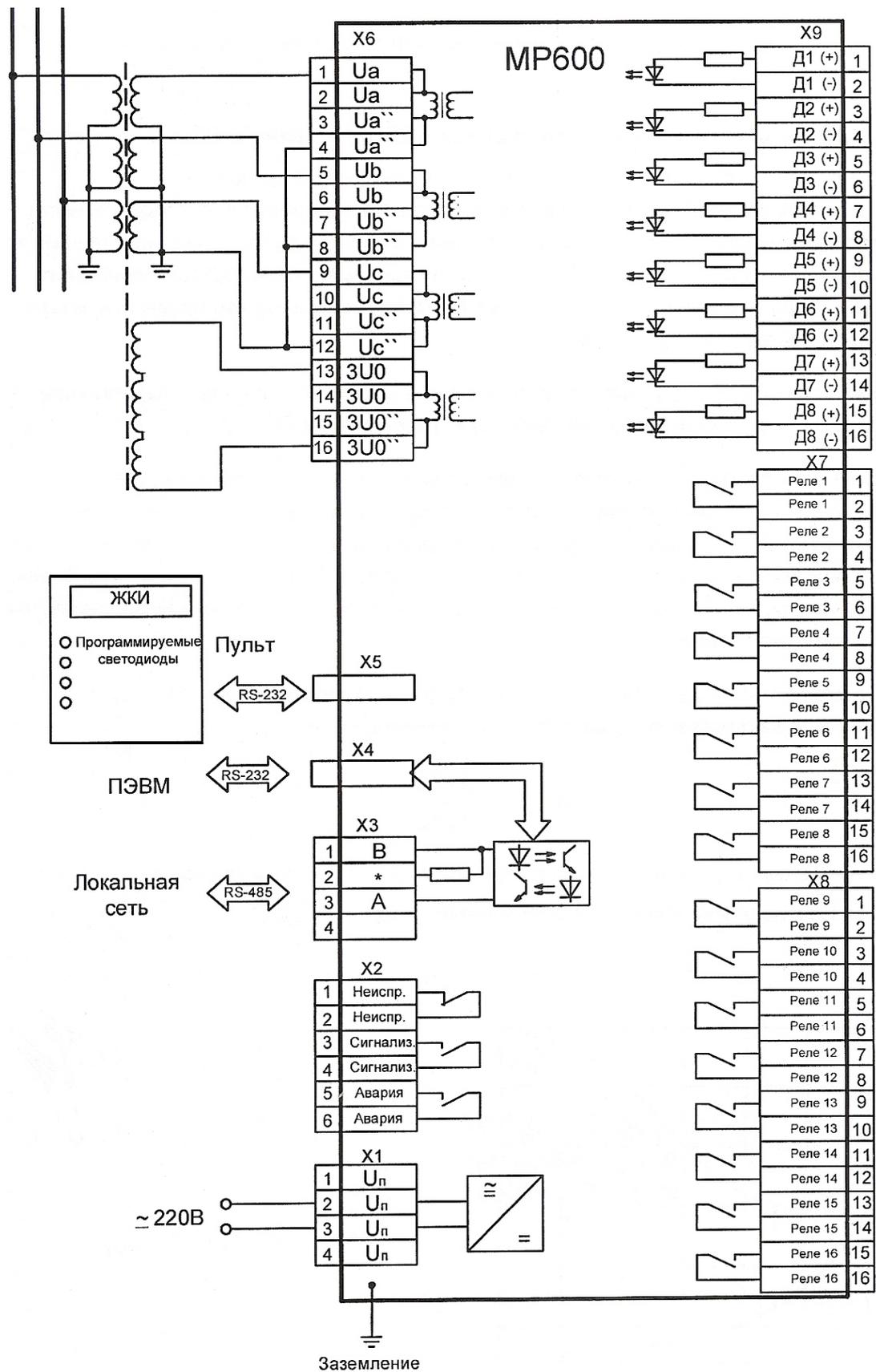


Рис. П.10.2. Схема внешних присоединений цифрового реле MP600

### **10.3. Схема внешних присоединений цифрового реле MiCOM P127 Технические характеристики направленных/ненаправленных токовых реле**

Направленные/ненаправленные токовые реле MiCOM (рис. П.10.3) обеспечивают гибкую и надежную интеграцию функций защиты, управления, контроля и измерений. Расширение функций обеспечивает полную защиту и управление широкого диапазона воздушных и кабельных линий разных уровней напряжения, конденсаторных батарей, генераторов и блоков «генератор–трансформатор».

Защита:

- трехфазная МТЗ;
- направленная/ненаправленная МТЗ;
- направленная/ненаправленная ЗНЗ;
- ЗНЗ по активной мощности  $I_0 \cos \varphi$ ;
- защита минимального тока;
- защита по току обратной последовательности;
- изменение уставок при пуске (пуск–наброс);
- защита от тепловой перегрузки;
- защита минимального напряжения и (или) защита максимального напряжения;
- защита по напряжению нулевой последовательности;
- защита при обрыве провода;
- УРОВ.

Управление:

- многократное АПВ;
- блокирующая логика;
- управление выключателем;
- селективная логика схемы реле;
- четыре программируемых логических управления И;
- P121 – одна группа уставок; P126, P127 – две группы уставок;
- программируемые выходные реле и (или) программируемые оптоизолированные входы.

Измерения:

- всесторонние измерения величин;
- активная/реактивная мощность трех фаз, коэффициент мощности трех фаз;
- энергия.

Послеаварийный анализ:

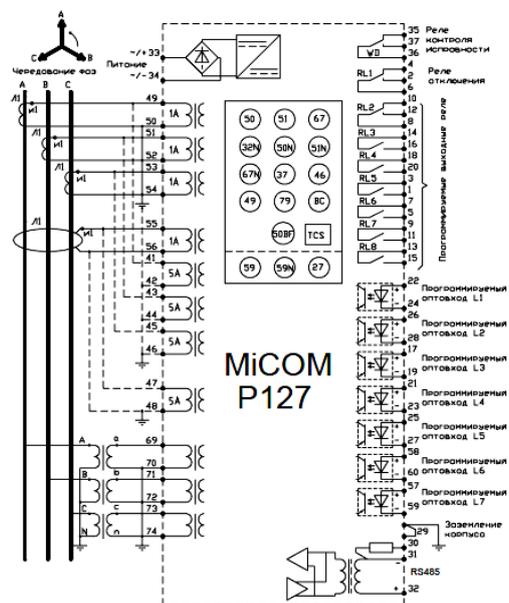
- записи событий и повреждений;
- осциллограммы.

Контроль:

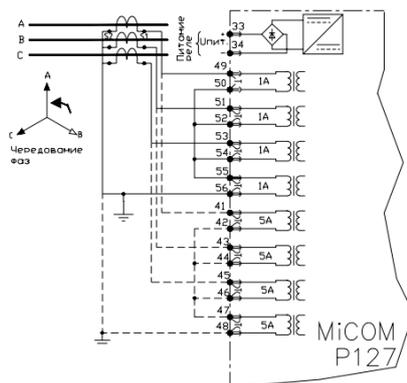
- контроль положения выключателя; контроль ресурса выключателя;
- контроль цепи отключения.

Диагностика:

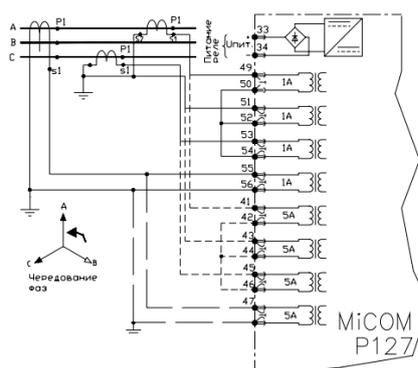
- диагностика подачи питания;
- непрерывный самоконтроль; проверочные функции.
- жидкокристаллический дисплей;
- защита паролем. Программное обеспечение MiCOM S1 для ввода уставок, извлечения измерений, записей событий и повреждений, осциллограмм, контроля и послеаварийного анализа.



а)



б)



в)

Рис. П.10.3. Схема подключения цифровых реле MiCOM: а – с питанием от ТТ; б – вариант подключения на три фазных ТТ + ТТ<sub>0</sub>; в – вариант подключения на два фазных ТТ + ТТ<sub>0</sub>

## 10.4. Схемы управления, релейной защиты и автоматики отходящих линий 6–35 кВ

10.4.1. Схема управления, релейной защиты и автоматики отходящей линии 6–35 кВ с камерой типа КРУ и применением вакуумных выключателей ЗАН5 фирмы Simens, микропроцессорного блока защит Мисом Р122 на постоянном оперативном токе приведена на рис. П.10.4 и состоит из: *а* – схемы главных цепей и вторичных цепей тока и напряжения; *б* – схемы цепей защиты и управления; *в* – схемы цепей сигнализации и взвода пружинного привода; *г* – схемы цепей внешних связей.

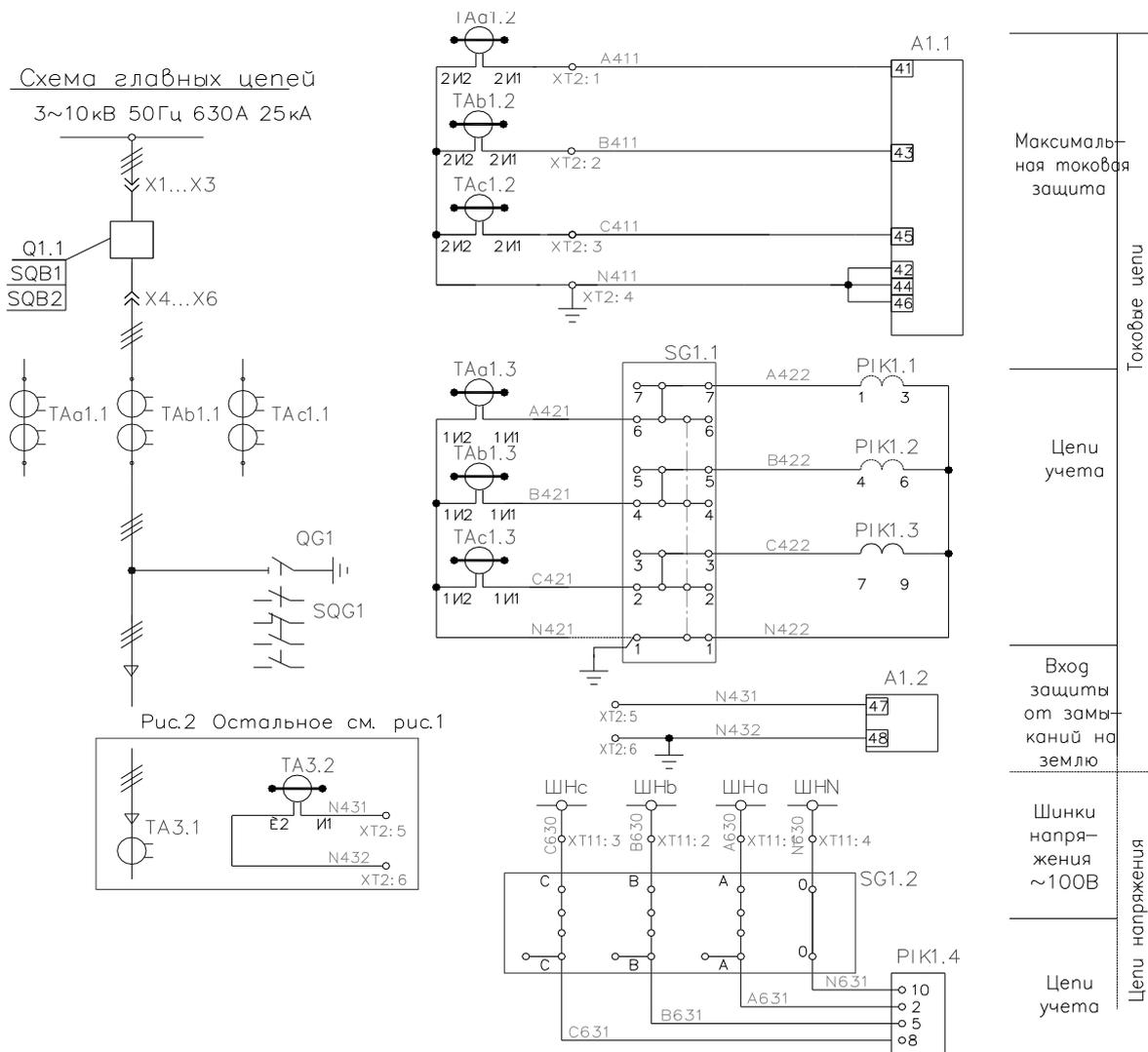


Рис. П.10.4а. Схема главных цепей и вторичных цепей тока и напряжения

Схема главных цепей (рис. П.10.4а) должна соответствовать однолинейной схеме РП или подстанции и включает выключатель *Q1* с

сигнальными контактами *SQB*, заземляющий разъединитель *QC1* с сигнальными контактами *SQG1*, трансформаторы тока *TAA*, *TAB* и *TAC*, установленные в фазах *A*, *B*, *C*, трансформатор тока нулевой последовательности *TA3*. Вторичные обмотки трансформаторов тока *TAA*, *TAB* и *TAC* соединены в схему полной звезды. Одна из вторичных обмоток ТТ питает токовые цепи релейной защиты цифрового реле *A1*, вторая через испытательный блок *SG1* питает токовые цепи счетчика электрической энергии *PIK1*. Вторичная обмотка ТТ нулевой последовательности *TA3* присоединена к цифровому реле *A1*. Цепи напряжения присоединены к цепям счетчика через испытательный блок *SC1* и получают питание от трансформатора напряжения, установленного на каждой секции шин.

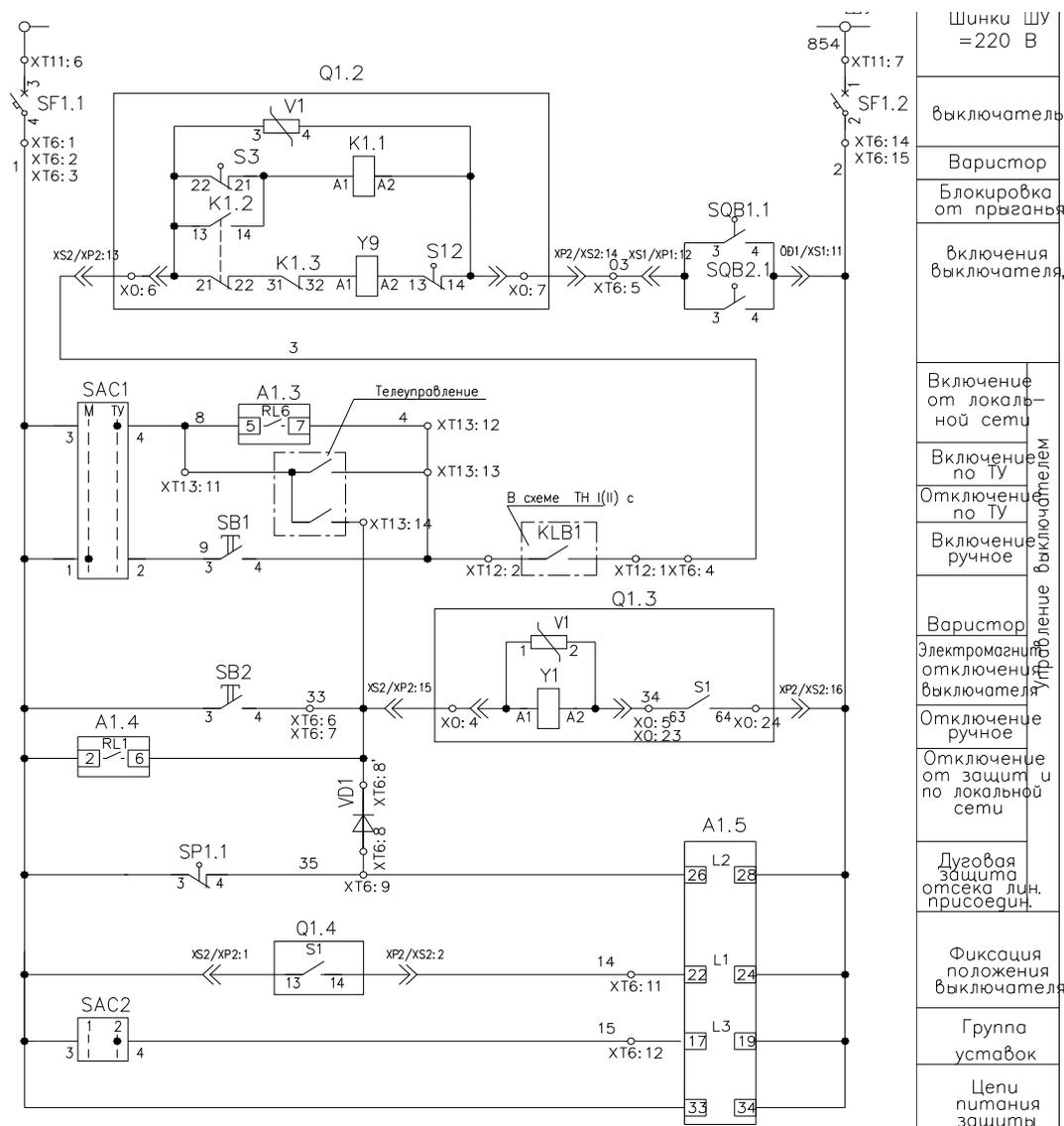


Рис. П.10.46. Схема цепей защиты и управления

В схеме цепей защиты и управления (рис. П.12.4б) предусматривается ручное включение выключателя кнопкой *SB1* и ручное отключение кнопкой *SB2*, включение–отключение по цепям телеуправления, а также включение по локальной сети. Отключение выключателя при срабатывании релейной защиты производится контактами *RL1* цифрового реле *A1*, а также дуговой защитой контактами *SP1.1*. Питание шинок цепей защиты и управления производится от независимого источника оперативного тока, например, от ШОТа.

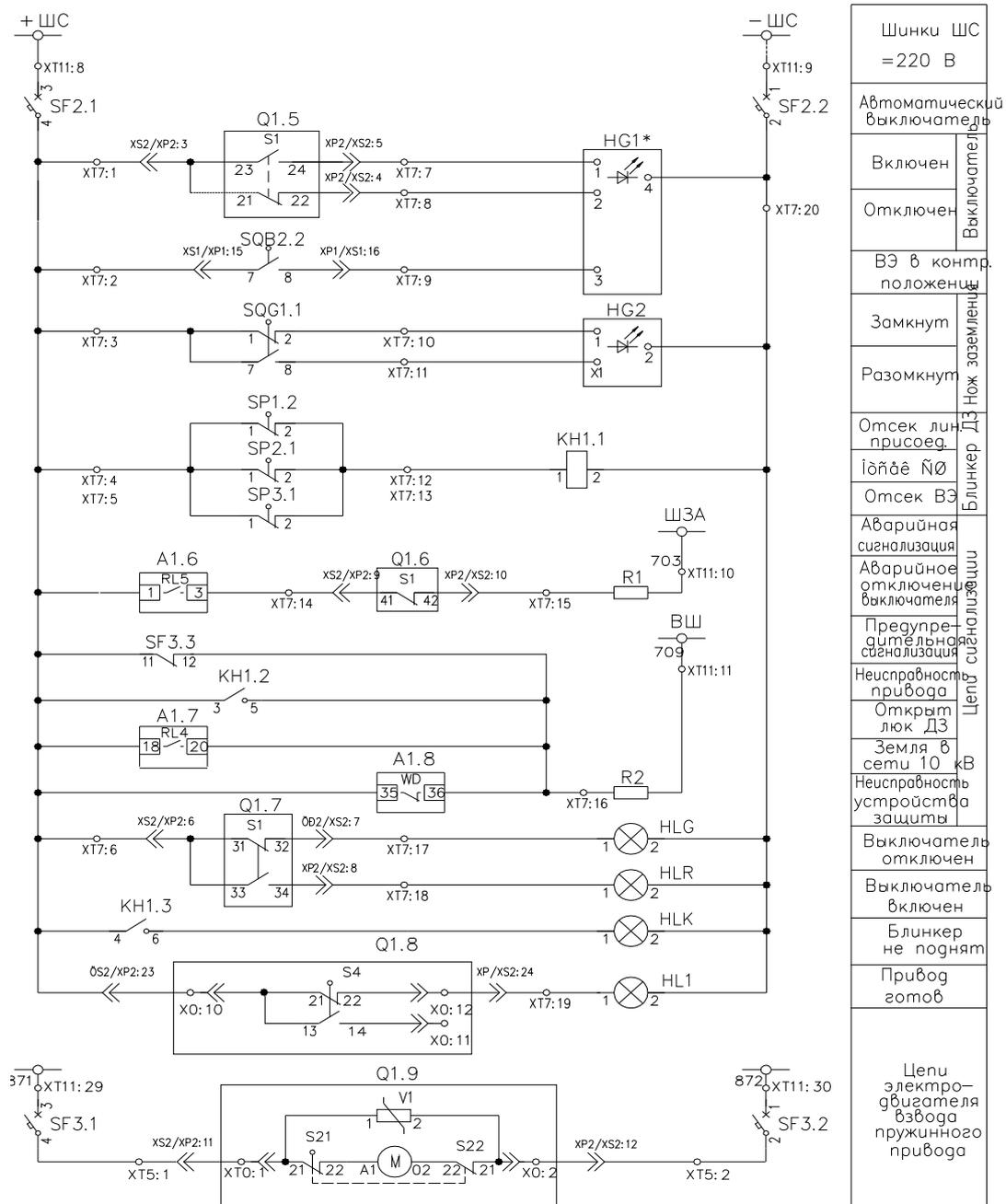


Рис. П.10.4б. Схема цепей сигнализации и взвода пружинного привода

В схеме цепей сигнализации ШС (рис. П.10.4в) производится сигнализация с помощью светодиодов включенного и отключенного положения выключателя (блок *HG1*) и включенного и отключенного положения заземляющих ножей (блок *HG2*). Об открытом люке дуговой защиты сигнализирует указательное реле *KN1*, выдавая сигнал на шинки предупредительной сигнализации ВШ. Сигнал на шинки предупредительной сигнализации ВШ также выдается при невключенном автоматическом выключателе *SF2*, при неисправности привода выключателя, при срабатывании защиты от замыкания на землю (контакты *RL4* цифрового реле *A1.7*), при неисправности реле защиты (контакты *WD* цифрового реле *A1.8*). О готовности привода выключателя сигнализирует лампа *HL1*. Питание шинок цепей сигнализации производится от источника постоянного оперативного тока, например, от ШОТа.

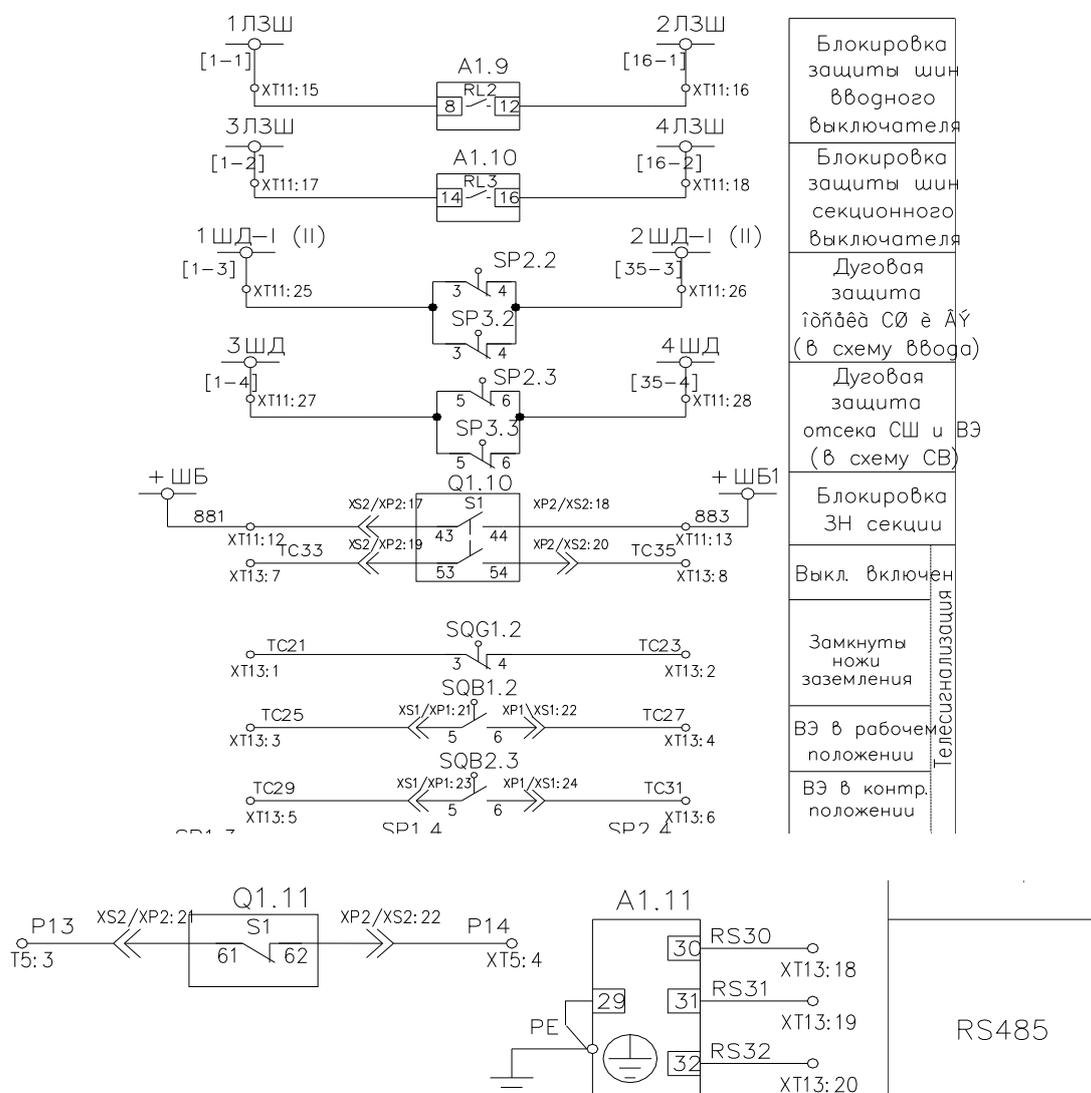


Рис. П.10.4г. Схема цепей внешних связей

Схема защит внешних связей (рис. П.10.4г) предусматривает наличие ЛЗШ контактами цифрового реле  $A1$   $RL2$  и  $RL3$ , выходных контактов дуговой защиты для отключения вводного и секционного выключателей, а также телесигнализацию включенного и отключенного положения выключателя и заземляющих ножей и контроля положения выкатной камеры выключателя и порт  $RS4812$ .

**10.4.2. Схема управления, релейной защиты и автоматики** отходящей линии 6–10 кВ с камерой типа КСО с применением вакуумных выключателей с элегазовой изоляцией типа FLUVAC и микропроцессорного блока защит на постоянном оперативном токе приведена на рис. П.10.5 и состоит из: *а* – схемы главных цепей и вторичных цепей тока и напряжения; *б* – схемы цепей защиты и управления; *в* – схемы цепей сигнализации и взвода пружинного привода; *г* – схемы цепей внешних связей.

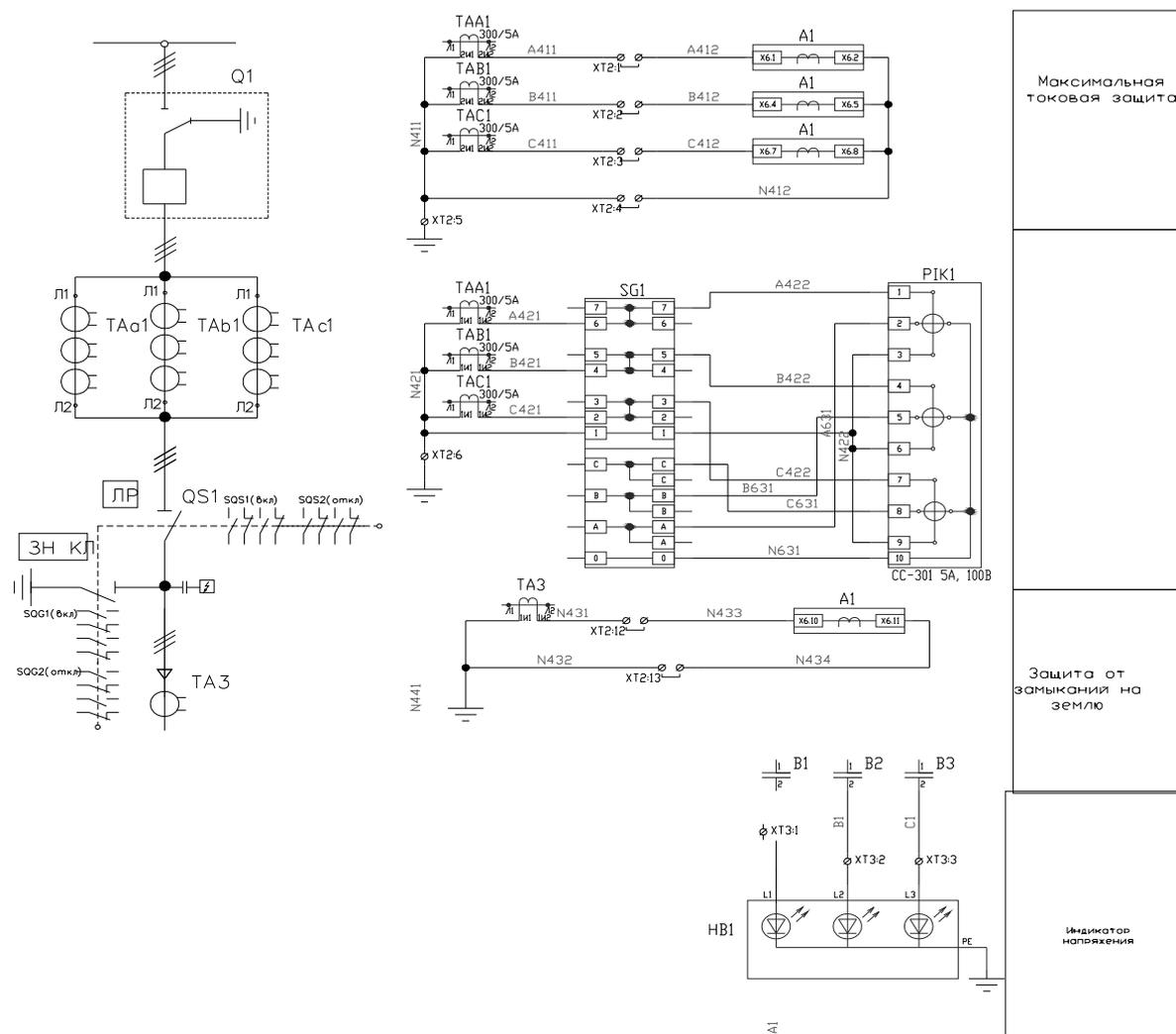


Рис. П.10.5а. Схема главных цепей и вторичных цепей тока

Схема главных цепей (рис. П.10.5а) должна соответствовать од-нолинейной схеме РП или подстанции и включает в себя выключатель  $Q1$  с заземляющим разъединителем, разъединитель  $QS1$  с сигнальными контактами  $SQG$ , заземляющий разъединитель  $ЗН$  с сигнальными контактами  $SQG$ , трансформаторы тока  $ТАА$ ,  $ТАВ$  и  $ТАС$ , установленные в фазах  $A$ ,  $B$ ,  $C$ , трансформатор тока нулевой последовательности  $ТАЗ$ . Вторичные обмотки трансформаторов тока  $ТАА$ ,  $ТАВ$  и  $ТАС$  соединены в схему полной звезды. Одна из вторичных обмоток ТТ питает токовые цепи релейной защиты цифрового реле  $A1$ , вторая через испытательный блок  $SG1$  питает токовые цепи счетчика электрической энергии  $PIK1$ . Вторичная обмотка ТТ нулевой последовательности  $ТАЗ$  присоединена к цифровому реле  $A1$ . Цепи напряжения присоединены к цепям счетчика через испытательный блок  $SC1$  и получают питание от трансформатора напряжения, установленного на каждой секции шин, аналогично рис. П.10.5а.

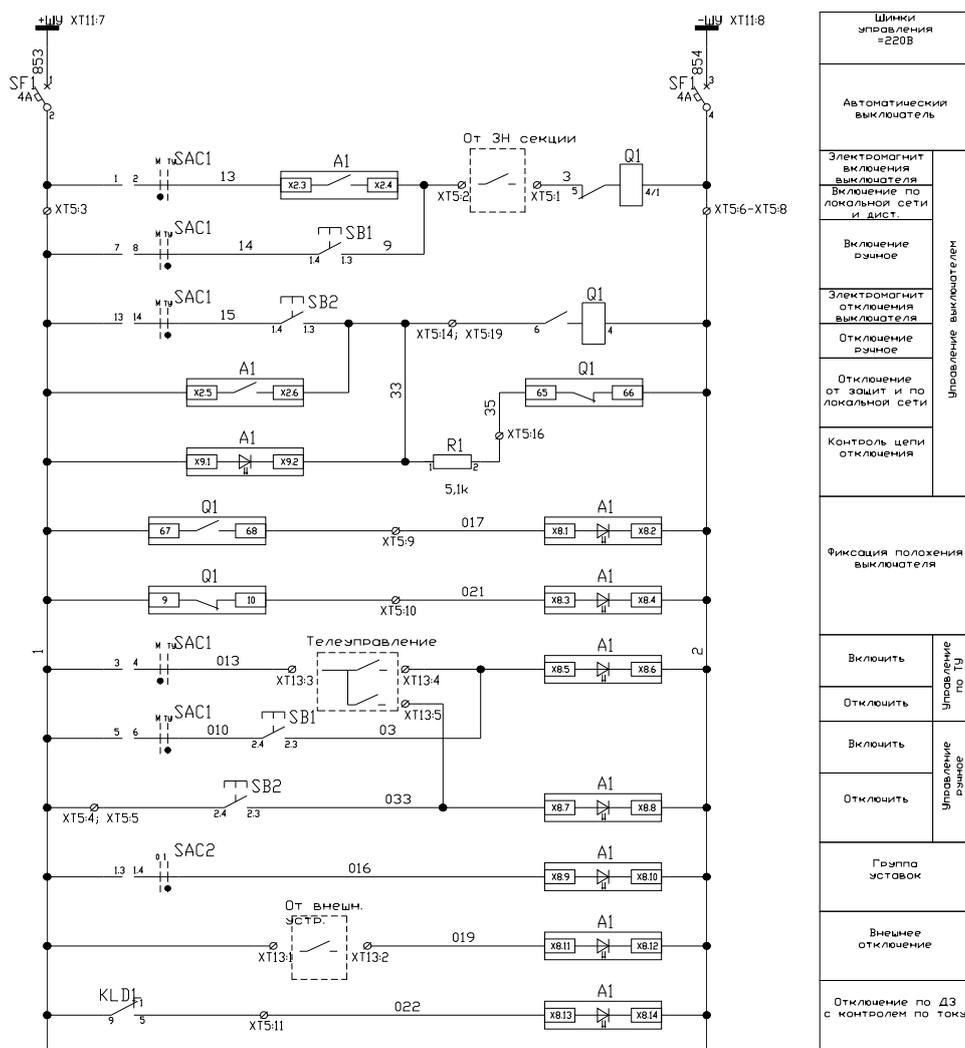


Рис. П.10.5б. Схема цепей защиты и управления

В схеме цепей защиты и управления (рис. П.10.5б) предусматривается ручное включение выключателя переключателем *SB1* и ручное отключение переключателем *SB2*, включение–отключение по цепям телеуправления, а также включение по локальной сети. Отключение выключателя при срабатывании релейной защиты производится контактами цифрового реле *A1*, а также дуговой защитой контактами *KLD1*. Питание шинок цепей защиты и управления производится от независимого источника оперативного тока, например, от ШОТа.

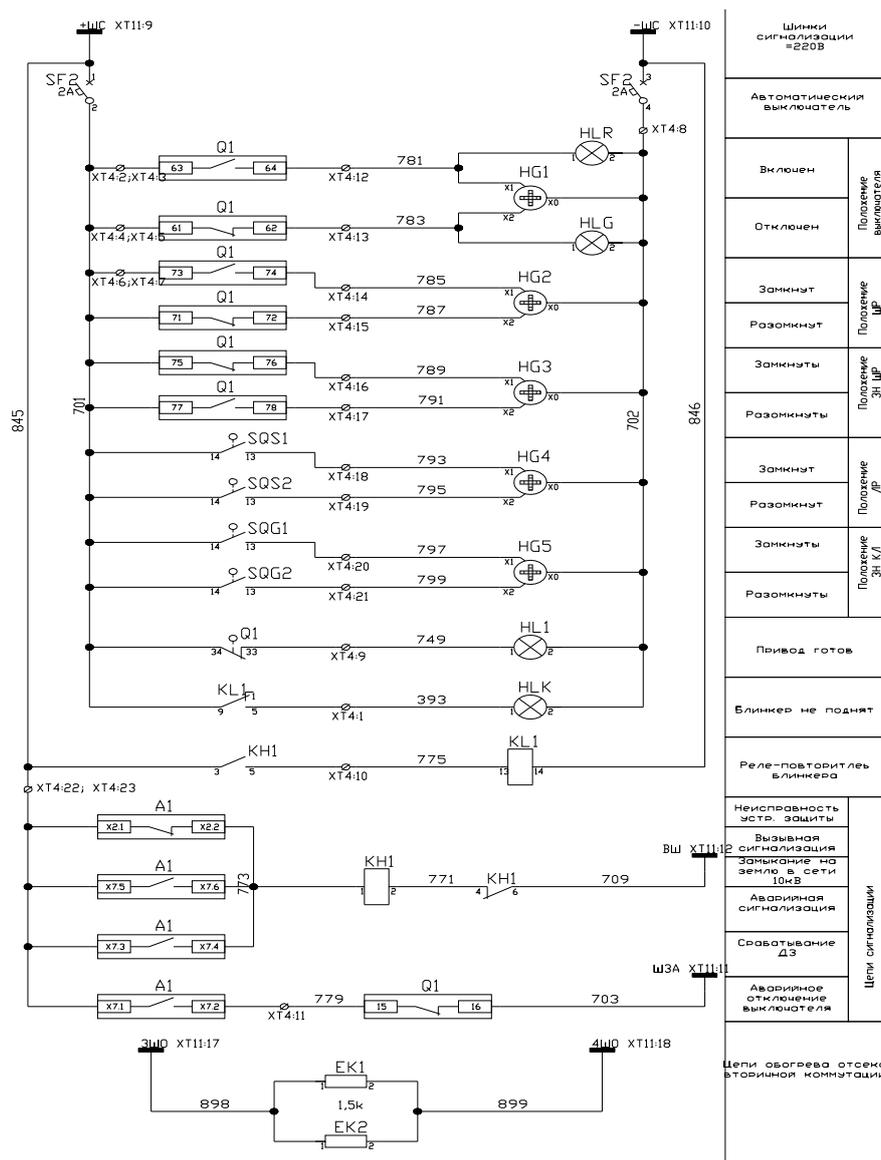


Рис. П.10.5в. Схема цепей сигнализации и готовности привода выключателя

В схеме цепей сигнализации (рис. П.10.5в) производится световая сигнализация включенного и отключенного положения выключателя (блок *HG1*) и включенного и отключенного положения зазем-

ляющих ножей (блок *HG2*). Об открытом люке дуговой защиты сигнализирует указательное реле *KH1*, выдавая сигнал на шинки предупредительной сигнализации ВШ. Сигнал на шинки предупредительной сигнализации ВШ также выдается при срабатывании защиты от замыкания на землю (контакты цифрового реле *A1*), при неисправности реле защиты (контакты цифрового реле *A1*). О готовности привода выключателя сигнализирует лампа *HL1*.

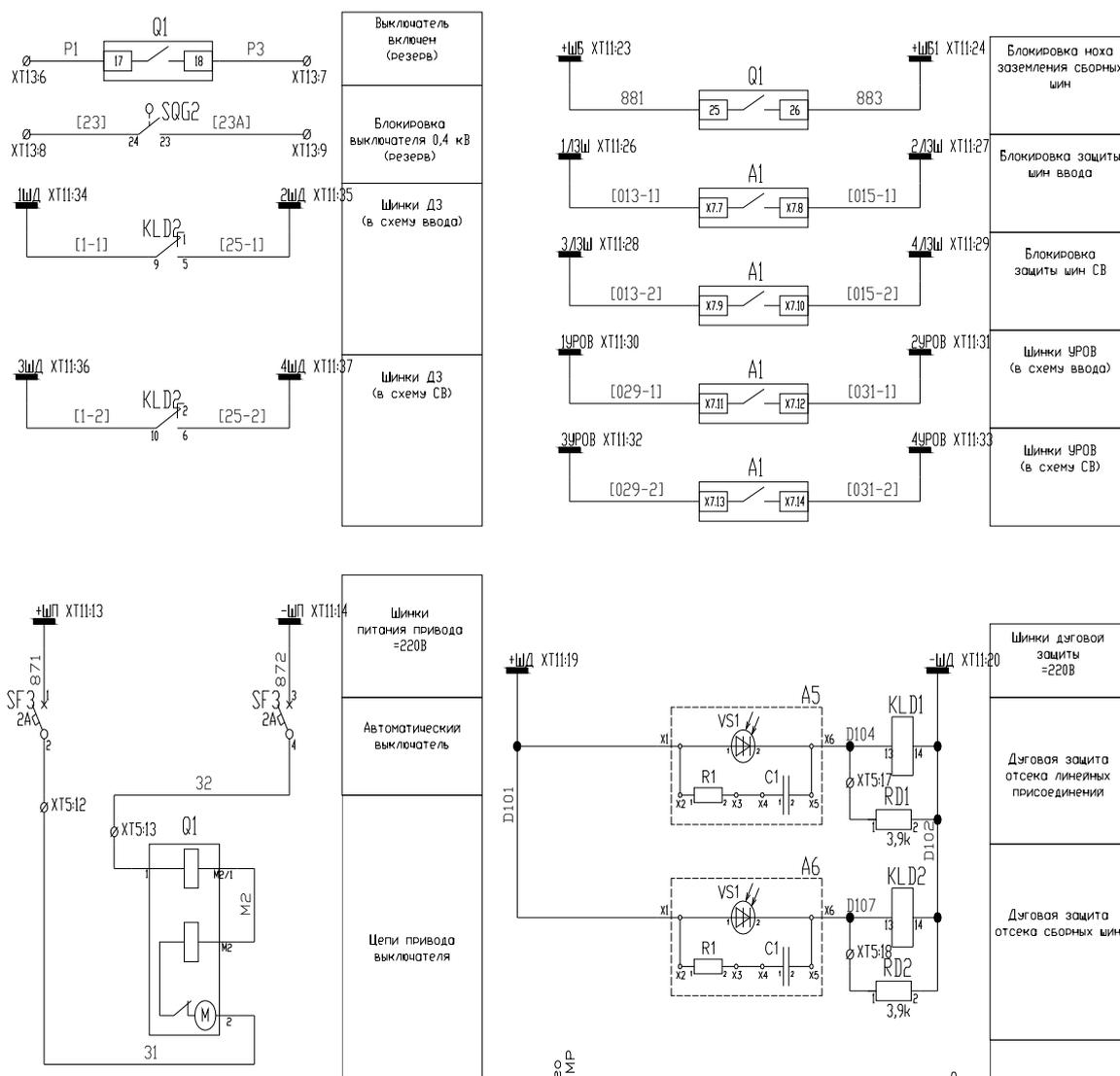


Рис. П.10.5г. Схема цепей внешних связей

Схема защит для обеспечения внешних связей предусматривает (рис. П.10.5г) наличие ЛЗШ, выходных контактов дуговой защиты для отключения вводного и секционного выключателей, а также теле-сигнализацию включенного и отключенного положения выключателя, разъединителей и заземляющих ножей и порт *RS485*.

**10.4.3. Схема управления, релейной защиты и автоматики** отходящей линии 6–35 кВ с камерой типа КРУ с применением вакуумных выключателей и микропроцессорного блока защит на переменном оперативном токе приведена на рис. П.10.6 и состоит из: *а* – схемы главных цепей и вторичных цепей тока и напряжения; *б* – схемы цепей защиты и управления; *в* – схемы цепей сигнализации и взвода пружинного привода; *г* – схемы цепей внешних связей.

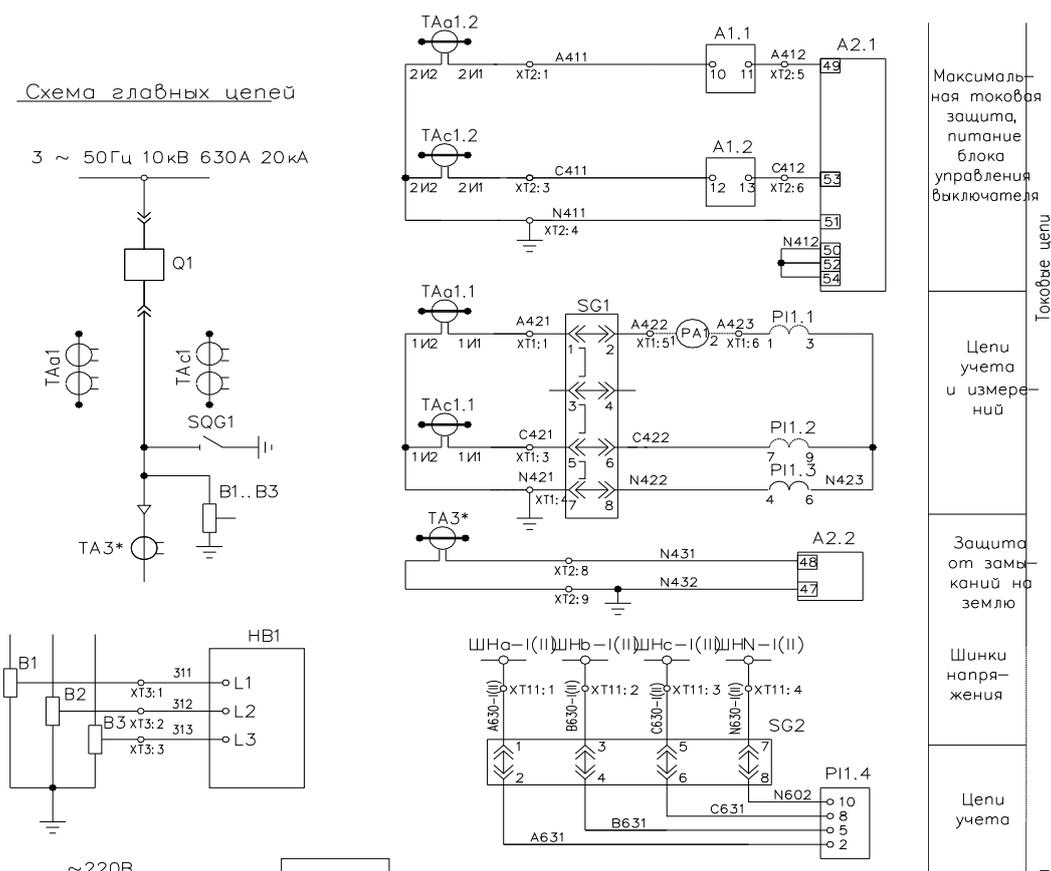


Рис. П.10.6а. Схема главных цепей и вторичных цепей тока и напряжения

Схема главных цепей (рис. П.10.6а) должна соответствовать однолинейной схеме РП или подстанции и включает выключатель  $Q1$  с заземляющим разъединителем  $SQG1$ , трансформаторы тока  $TAA$  и  $TAC$ , установленные в фазах  $A$ ,  $C$ , трансформатор тока нулевой последовательности  $TAZ$ . Вторичные обмотки трансформаторов тока  $TAA$  и  $TAC$  соединены в схему неполной звезды. Одна из вторичных обмоток ТТ питает токовые цепи релейной защиты цифрового реле  $A2$ , вторая через испытательный блок  $SG1$  питает токовые цепи счетчика электрической энергии  $PIK1$ . Вторичная обмотка ТТ  $TAZ$  присоединена к цифровому реле  $A2$ . Цепи напряжения присоединены к це-

пям счетчика через испытательный блок *SG2* и получают питание от трансформатора напряжения, установленного на каждой секции шин.

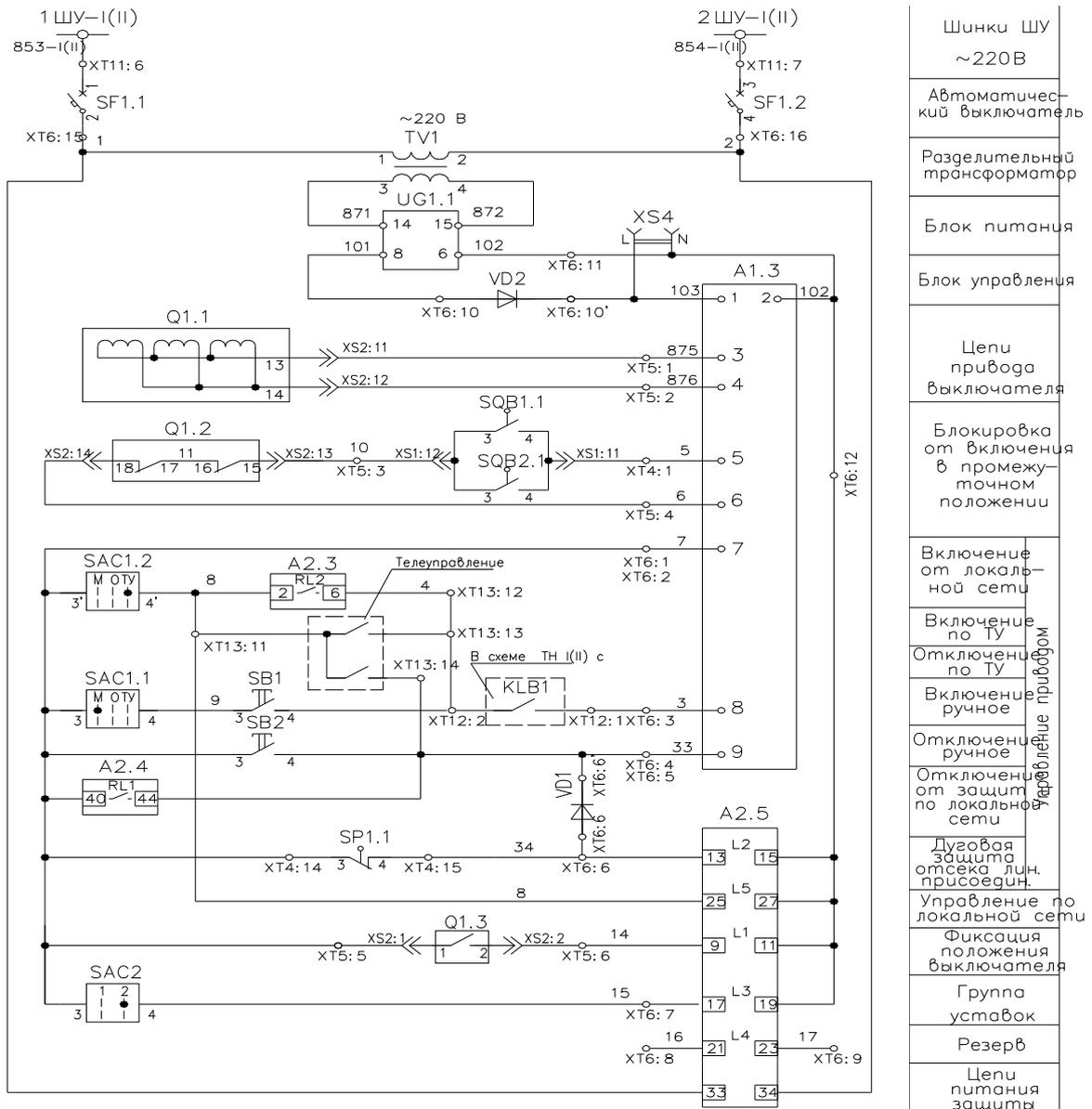


Рис. П.10.6б. Схема цепей защиты и управления

В схеме цепей защиты и управления (рис. П.10.6б) предусматривается ручное включение выключателя кнопкой *SB1* и ручное отключение кнопкой *SB2*, включение–отключение по цепям телеуправления, а также включение по локальной сети. Отключение выключателя при срабатывании релейной защиты производится контактами *RL1* цифрового реле *A1*, а также дуговой защитой контактами *SP1.1*. Питание шинок цепей защиты и управления производится от независимого источника оперативного тока, например, от ШОПТа.

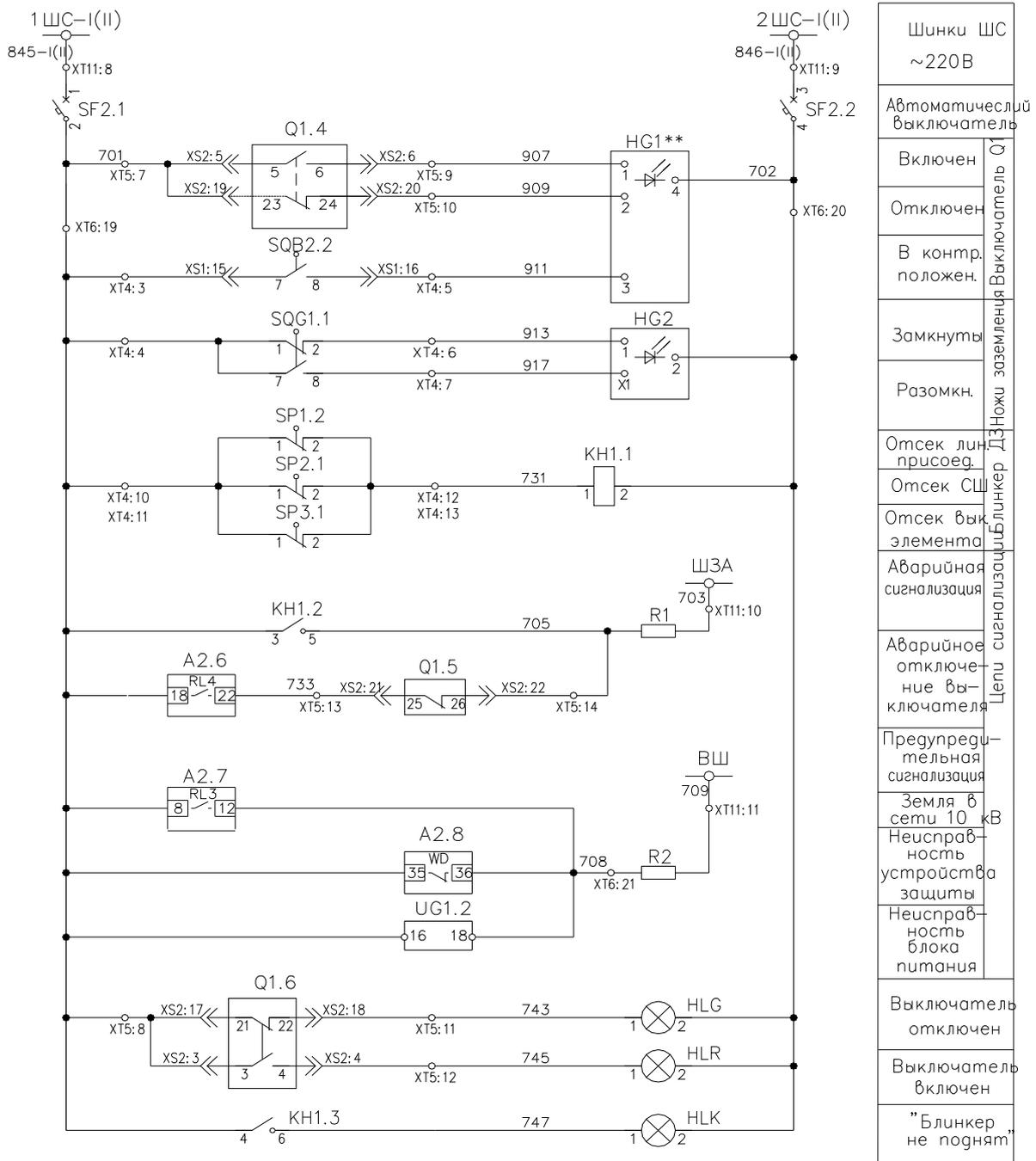


Рис. П.10.6в. Схема цепей сигнализации

В схеме цепей сигнализации ШС (рис. П.10.6в) производится световая сигнализация включенного и отключенного положения выключателя (блок *HG1*) и включенного и отключенного положения заземляющих ножей (блок *HG2*). О срабатывании дуговой защиты сигнализирует реле *KH1*, выдавая сигнал на шинки аварийной сигнализации сигнализации ШЗА. Сигнал на шинки предупредительной сигнализации ВШ выдается при срабатывании защиты от замыкания на землю (контакты цифрового реле *A2*), при неисправности реле защиты (контакты цифрового реле *A2*).

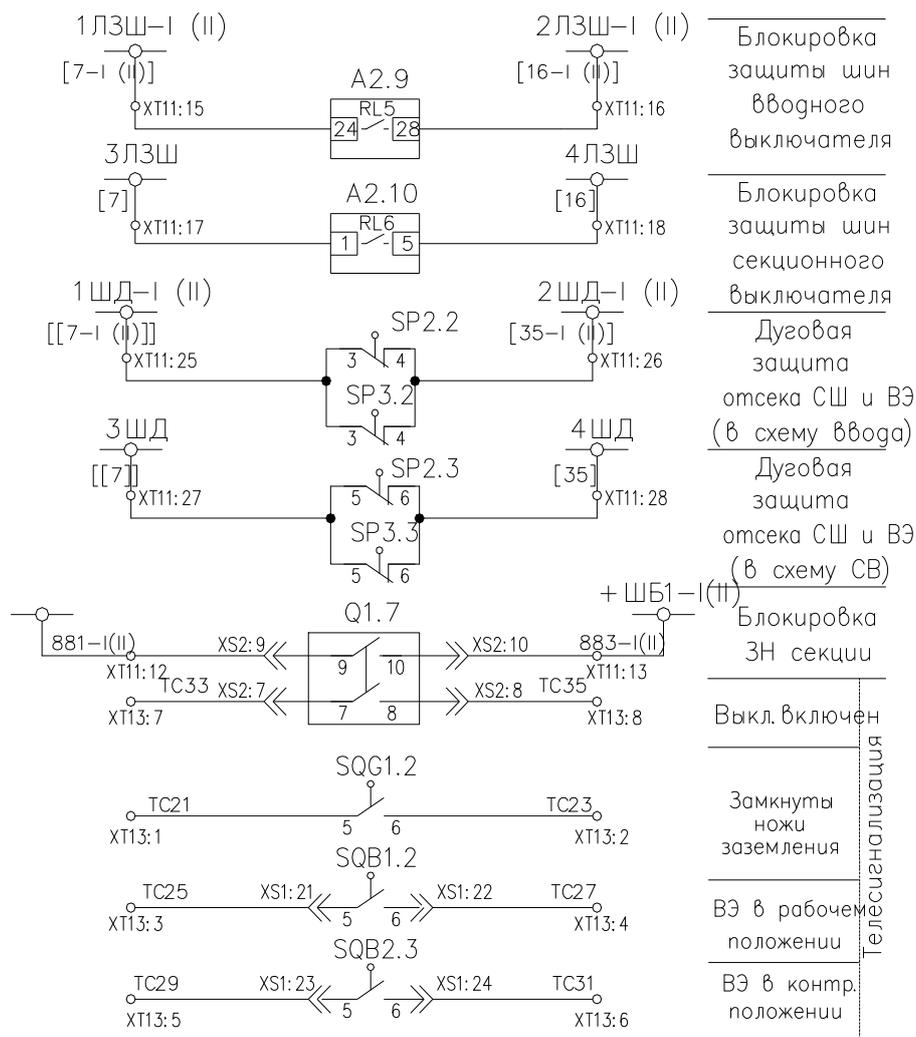


Рис. П.10.6г. Схема цепей внешних связей

Схема внешних связей (рис. П.10.6г) предусматривает наличие ЛЗШ контактами цифрового реле  $A2\ RL12$  и  $RL12$ , выходных контактов дуговой защиты для отключения вводного и секционного выключателей, а также телесигнализацию включенного и отключенного положения выключателя и заземляющих ножей и контроля положения выкатной камеры выключателя и порт  $RS485$ .

**10.5. Схема управления, релейной защиты и автоматики вводного выключателя 6–10 кВ** с камерой типа КРУ с применением вакуумных выключателей и микропроцессорного блока защит типа  $Micom\ P123$  на постоянном оперативном токе приведена на рис. П. 10.7. Схема главных цепей должна соответствовать однолинейной схеме РП или подстанции и включает (рис. П.10.7а):

- выключатель  $Q1$ ;
- заземляющий разъединитель  $QSG$ ;

– трансформаторы тока  $TAA$ ,  $TAB$  и  $TAC$ , установленные в фазах  $A$ ,  $B$ ,  $C$ ;

– вторичные обмотки трансформаторов тока  $TAA$ ,  $TAB$  и  $TAC$  соединены в схему полной звезды и питают токовые цепи релейной защиты цифрового реле  $A1$  и через испытательный блок  $SG1$  питают токовые цепи счетчика электрической энергии  $PIK1$ ; в схеме предусмотрена установка третьего ТТ в каждой фазе для питания токовых цепей дифференциальной защиты понижающего трансформатора подстанции;

– цепи напряжения присоединены к цепям счетчика  $PIK$  и измерительного преобразователя мощности  $UW$  через испытательный блок  $SC1$  и получают питание от трансформатора напряжения  $TV$ , установленного на каждой секции шин РП или ТП;

– питание электромагнитов включения и отключения выключателя производится от шин  $EY3$ ;

– источником питания оперативных цепей должен быть независимый источник постоянного тока, например, стационарная аккумуляторная батарея или ШОТ.

В схеме цепей защиты и управления (рис. П.10.76) предусматривается:

– ручное (местное) включение выключателя переключателем  $SAC1$ ;

– ручное (местное) отключение выключателя переключателем  $SAC2$ ;

– включение и отключение выключателя по цепям телеуправления;

– включение выключателя по локальной сети;

– отключение выключателя при срабатывании МТЗ или ТО релейной защиты производится контактами  $RL1$  цифрового реле  $A1$ ;

– дуговой защитой контактами реле  $KLD1$  и  $KLD2$ . Дуговая защита может быть выполнена на фототиристорах  $VS1$ ,  $VS2$ ,  $VS3$  или клапанного типа на контактах путевых реле  $SP1$ ,  $SP2$ ,  $SP3$ ;

– защитой минимального напряжения контактами  $RL3$  цифрового реле  $A1$ ;

– предусматривается применение ускорения действия МТЗ при включении выключателя;

– при срабатывании защит трансформатора предусматривается отключение выключателя;

– предусматривается применение ЛЗШ с помощью реле  $KL4$  и  $KL12$ ;

– предусматривается применение УРОВ при отказе выключателей линий и секционного выключателя;

– питание шин цепей защиты и управления производится от независимого источника оперативного тока, например, от стационарной аккумуляторной батареи или от ШОТа.

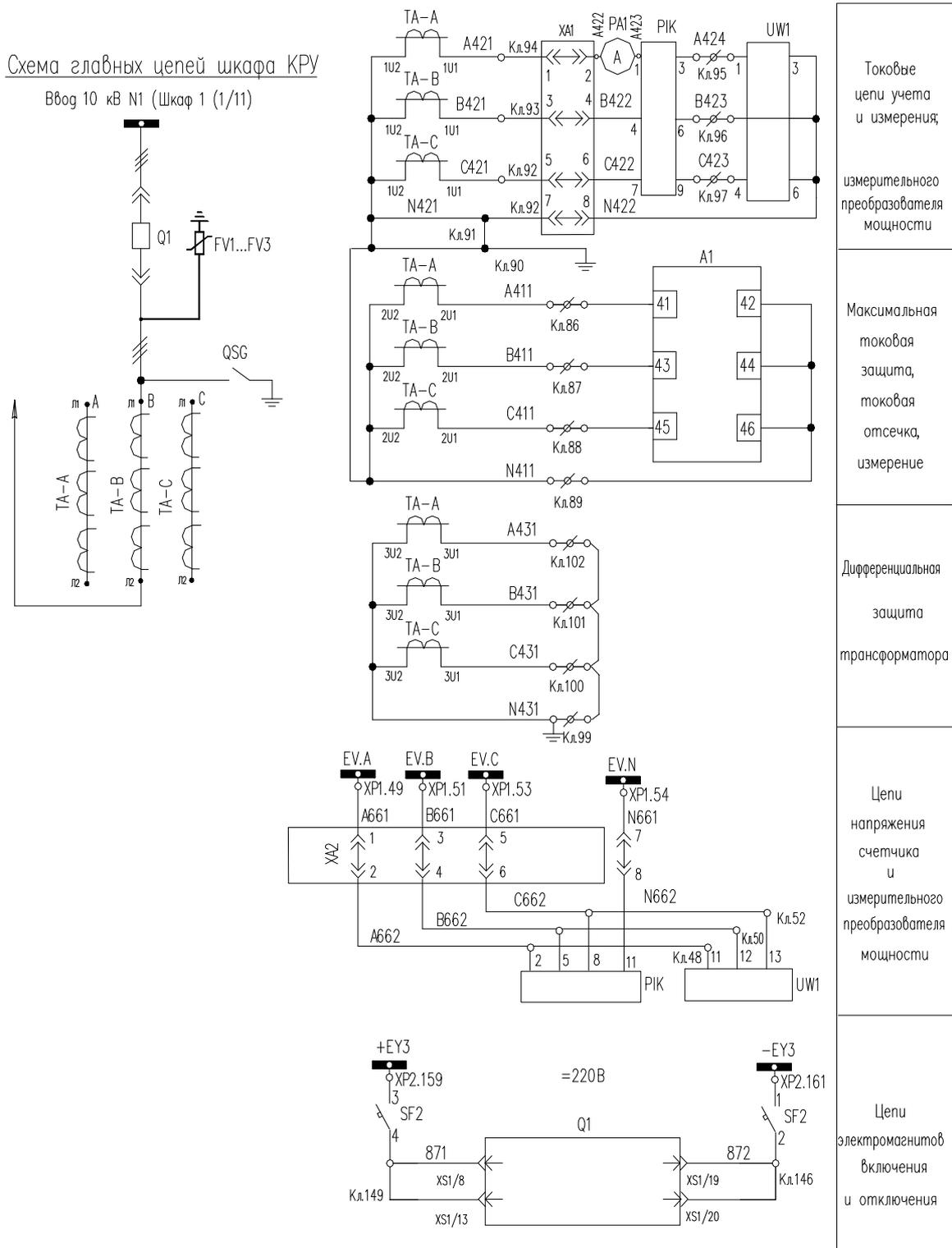


Рис. П.10.7а. Схема главных цепей и вторичных цепей тока и напряжения

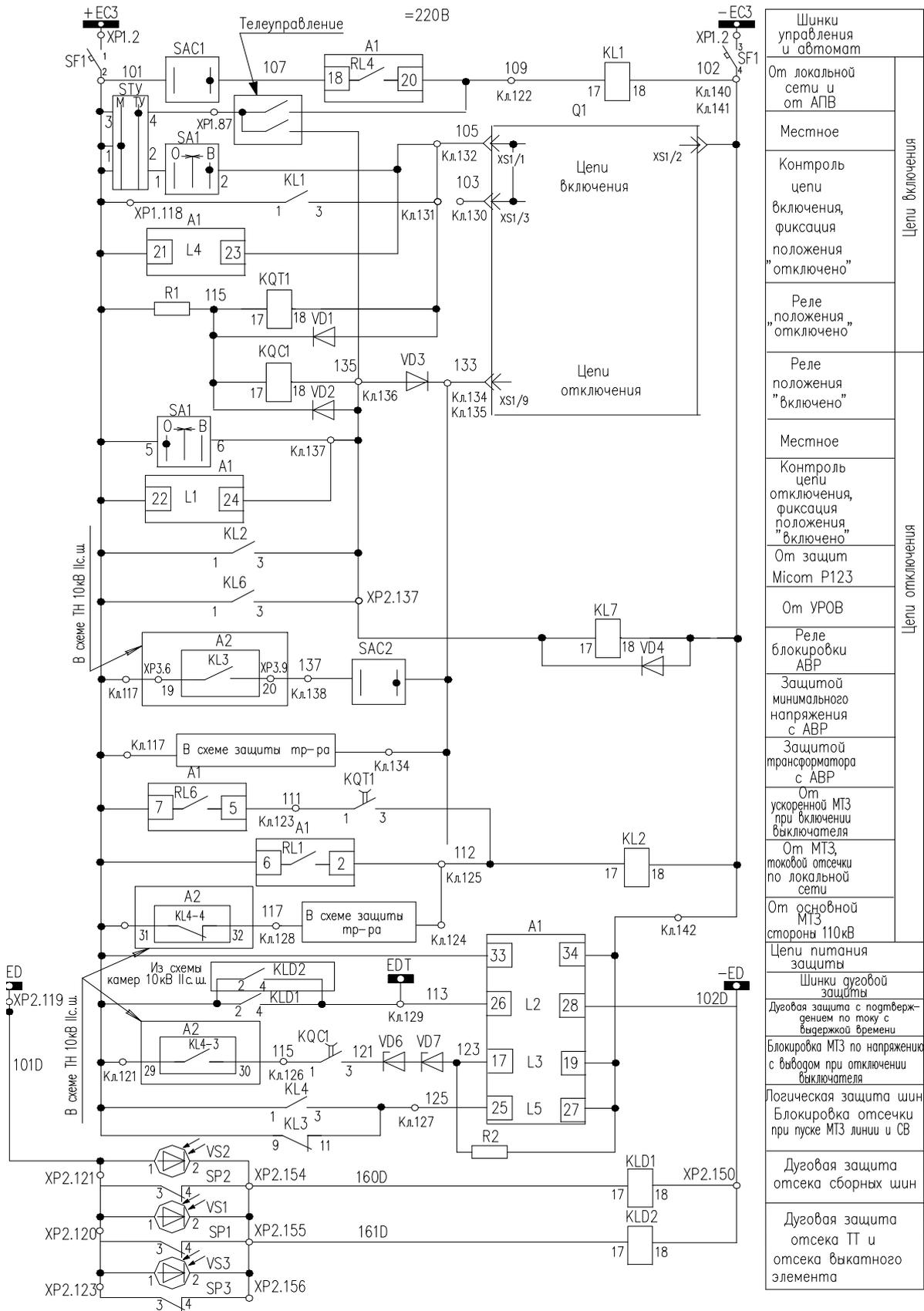


Рис. П.10.76. Схема цепей защиты и управления

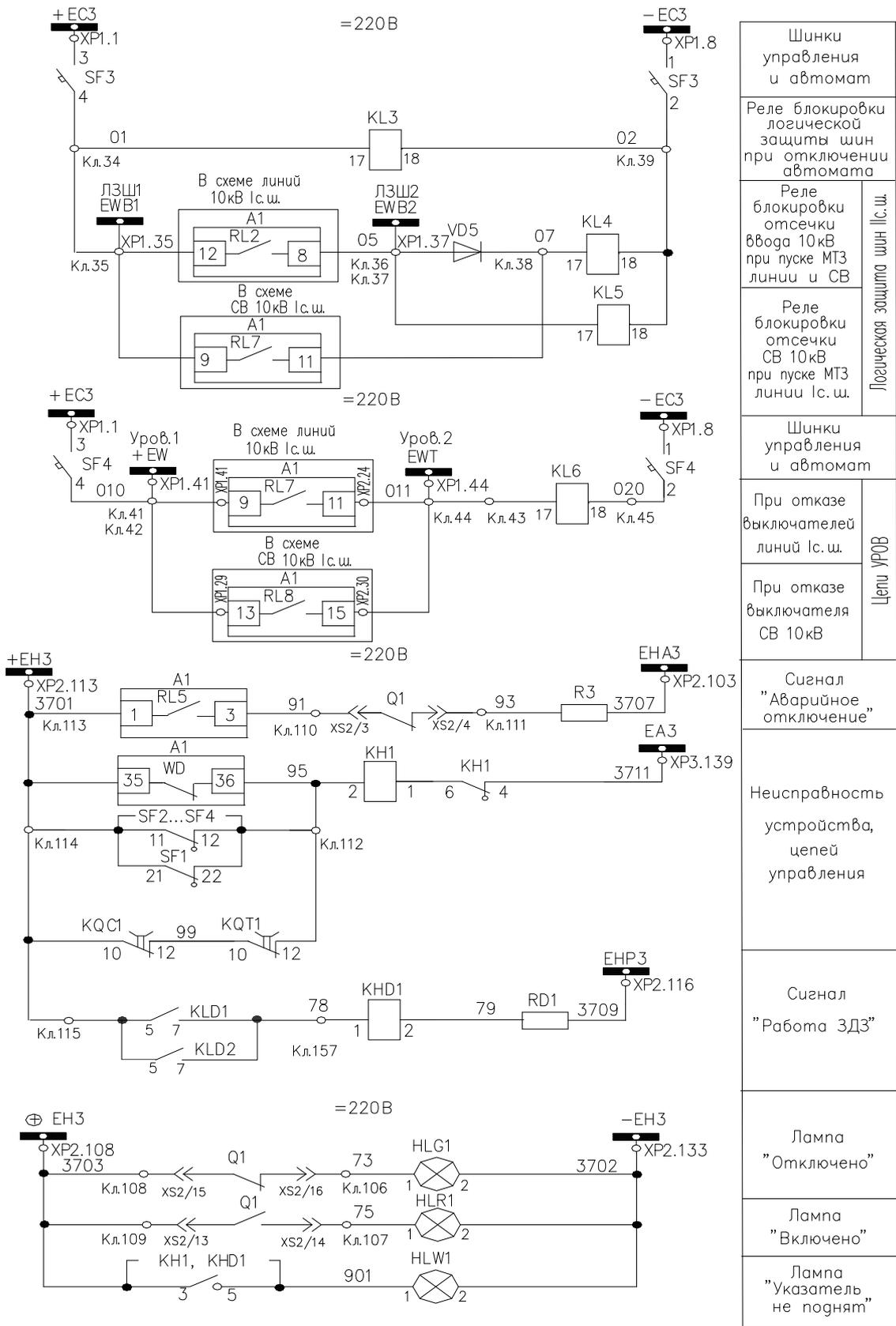


Рис. П.10.7в. Продолжение схемы защит и схема цепей сигнализации

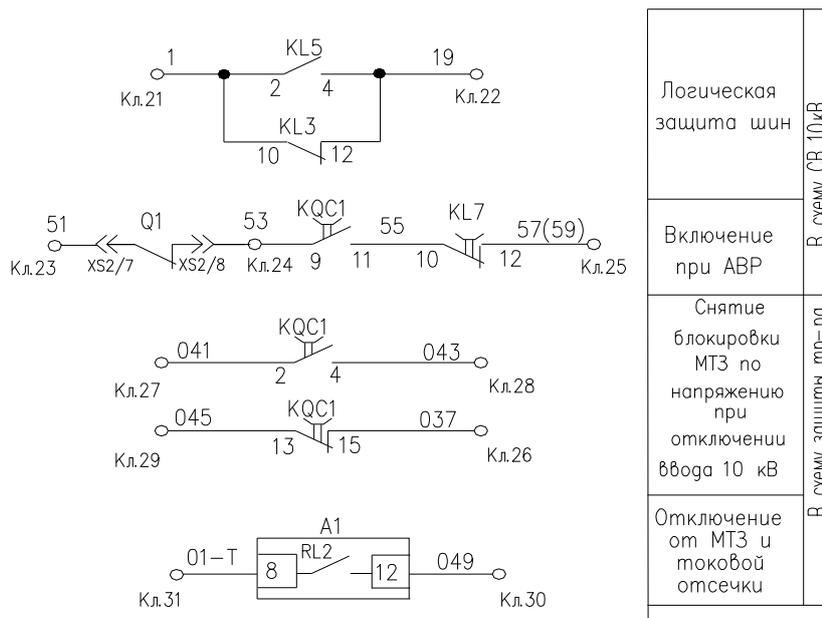


Рис. П.10.7г. Схема цепей внешних связей

В схеме цепей сигнализации с питанием от шинок ЕН (рис. П. 10.7в) производится:

- световая сигнализация включенного и отключенного положения выключателя (лампы *HLG1*, *HLR1*);
- световая сигнализация срабатывания защит (*HLW1*) (в том числе и дуговой защиты). Лампа загорается при срабатывании указательных реле действия защит;
- при срабатывании дуговой защиты выдается сигнал «работа ЗДЗ»;
- при аварийном отключении выключателя выдается сигнал на шинки аварийной сигнализации *ЕНА*, при этом звучит сирена аварийного отключения;
- сигнал на шинки предупредительной сигнализации *ЕАЗ* выдается, при срабатывании при неисправности реле защиты (контакты цифрового реле *A1*, контакты – *WD*), при отключении любого автомата питания цепей оперативного тока.

Схема цепей внешних связей (рис. П.10.7г) обеспечивает:

- логическую защиту шин;
- включение секционного выключателя при АВР;
- отключение от МТЗ и ТО выключателя со стороны ВН трансформатора.

**10.6. Схема управления, релейной защиты и автоматики трансформатора напряжения типа НАМИ с камерой типа КРУ с применением предохранителей ПКН и микропроцессорного блока защит типа Мисом Р921 на переменном оперативном токе** приведена на рис. П.10.8.

- Трансформаторы напряжения *TV* предназначены для:
- измерения величин фазных и линейных напряжений на секциях шин переключатель *SA1* и вольтметр *PV1*;
  - питание обмоток напряжения счетчиков электрической энергии через шинки *EVA, EVB, EVC* и *EVN*;
  - питание цепей напряжения релейной защиты через шинки *EVA, EVB, EVC* и *EVN* (МТЗ с блокировкой по напряжению, защита минимального напряжения и т. д.).

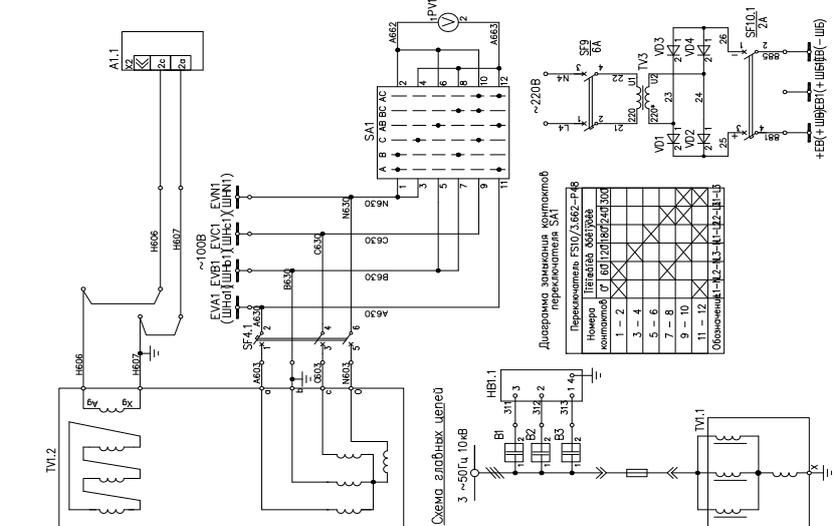
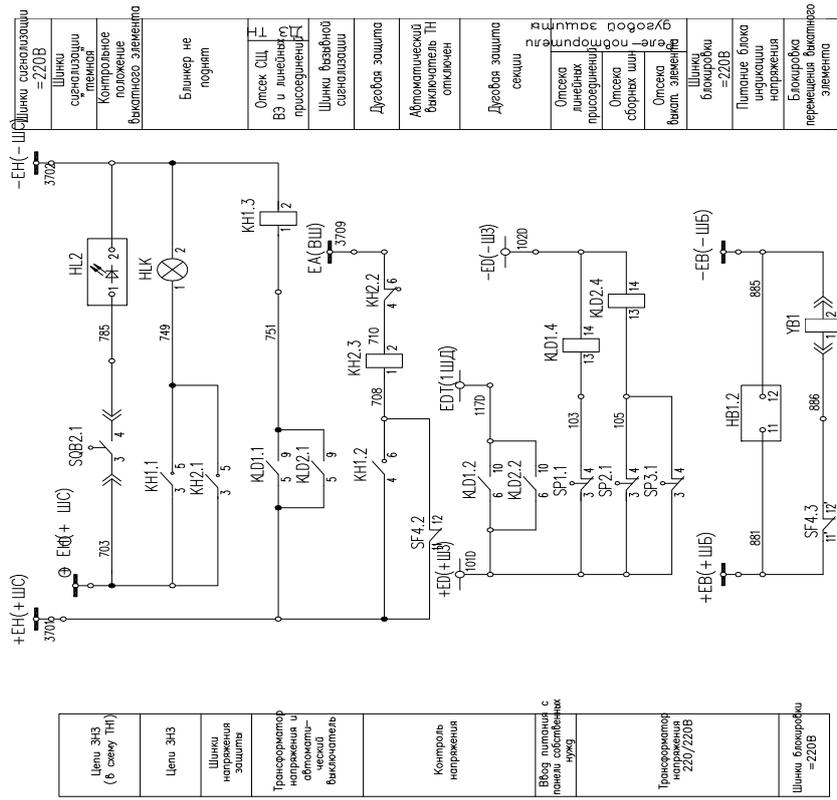
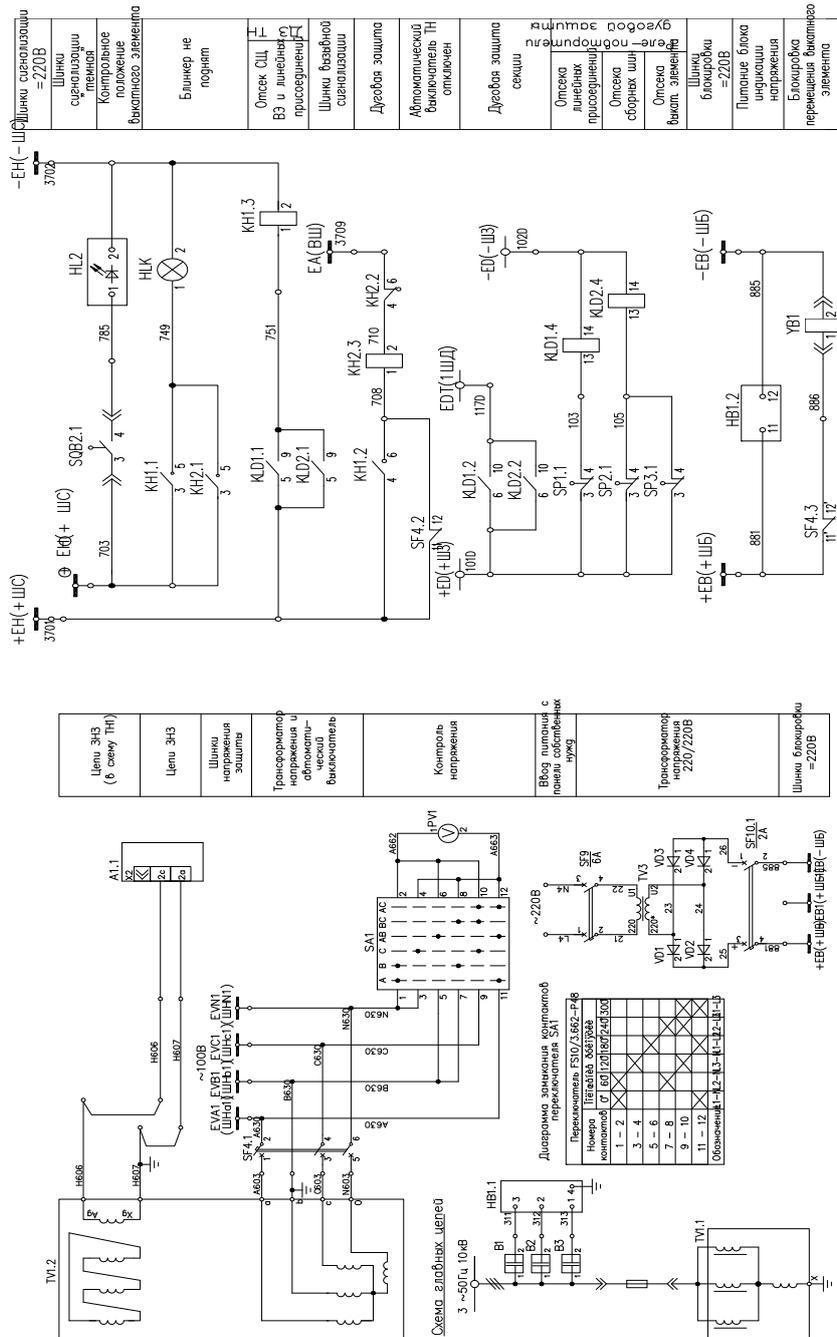


Рис. П.10.8. Схема цепей трансформатора напряжения типа НАМИ

Схема имеет световую сигнализацию, дуговую защиту. При срабатывании дуговой защиты выдается сигнал в общеподстанционную сигнализацию *EA*.

**10.7. Схема управления, релейной защиты и автоматики трансформатора собственных нужд с камерой типа КРУ с применением предохранителей ПКТ на переменном оперативном токе** приведена на рис. П.10.9 и П.10.10.

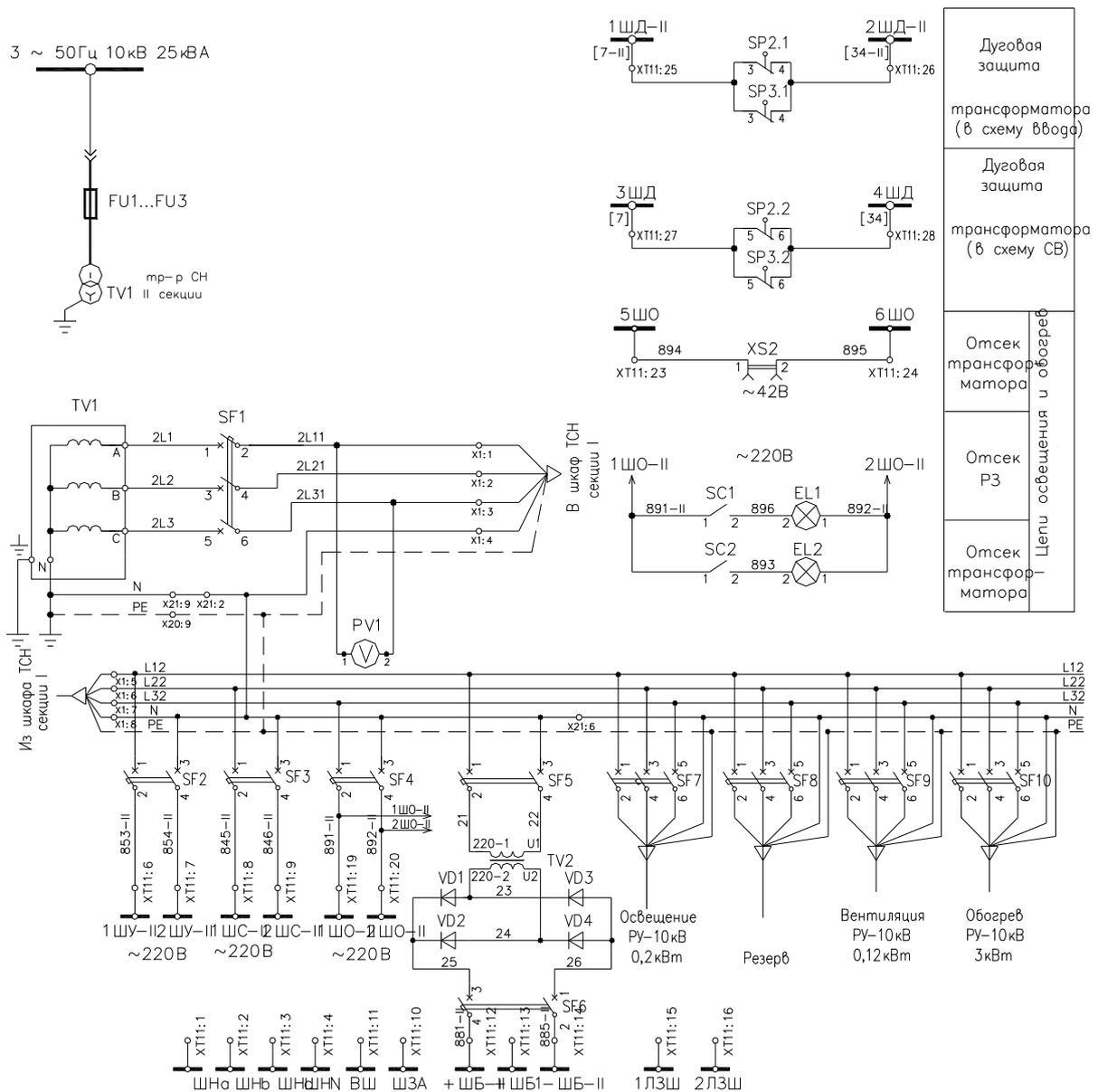


Рис. П.10.9. Схема цепей 1СШ трансформатора собственных нужд

Трансформаторы собственных нужд предназначены для питания оперативных цепей релейной защиты, цепей освещения, вентиляции,

обогрева ЗРУ 10 кВ, обогрева шкафов релейной защиты и автоматики. В схеме предусмотрено применение АВР при исчезновении напряжения с помощью контакторов КМ1 и КМ2. Нормально питает шины собственных нужд один ТСН, а второй находится в резерве. При исчезновении напряжения от первого трансформатора устройство АВР без выдержки времени вводит в работу второй ТСН.

ТСН со стороны ВН защищаются предохранителями, а со стороны НН – автоматическими выключателями.

В шкафах ТСН установлена дуговая защита, действующая на отключение выключателя ввода и секционного выключателя, если он включен.

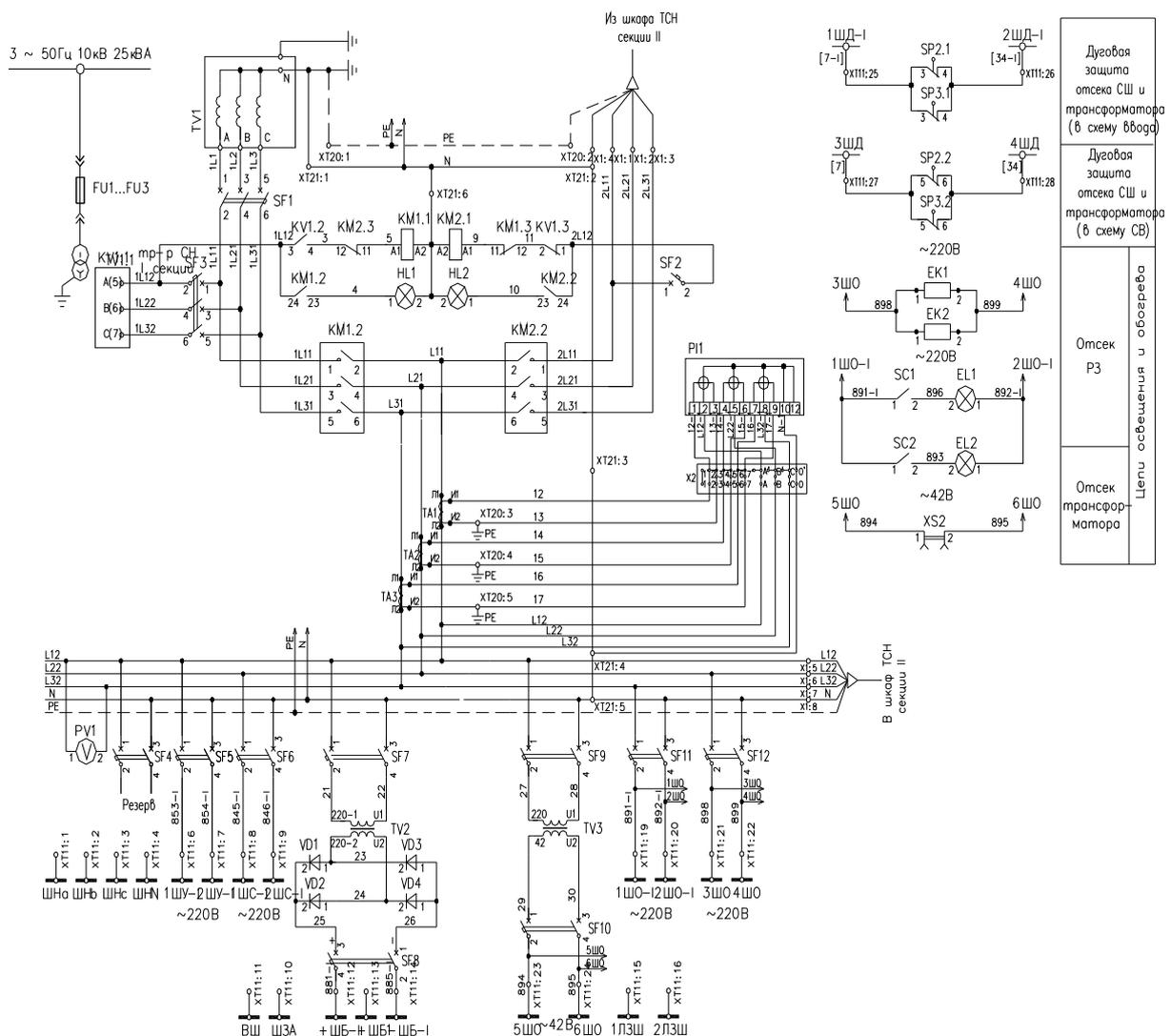


Рис. П.10.10. Схема цепей 2СШ трансформатора собственных нужд

Учебное электронное издание комбинированного распространения

Учебное издание

**Евминов Леонид Иванович**  
**Селиверстов Георгий Иванович**

# **РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ**

**Учебно-методическое пособие**

**Электронный аналог печатного издания**

Редакторы: *Н. В. Гладкова,*  
*Т. Н. Мисюрова*  
Компьютерная верстка *Е. Б. Яцук*

Подписано в печать 04.07.16.

Формат 60x84/16. Бумага офсетная. Гарнитура «Таймс».

Ризография. Усл. печ. л. 31,15. Уч.-изд. л. 30,2.

Изд. № 6.

<http://www.gstu.by>

Издатель и полиграфическое исполнение:

Издательский центр

Учреждения образования «Гомельский государственный  
технический университет имени П. О. Сухого».

Свидетельство о гос. регистрации в качестве издателя  
печатных изданий за №1/273 от 04.04.2014 г.

246746, г. Гомель, пр. Октября, 48